

UNIVERSIDAD CENTRAL DEL ECUADOR
FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA, MINAS, PETRÓLEOS Y AMBIENTAL
CARRERA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

METODOLOGÍA PARA LA IDENTIFICACIÓN DE DAÑOS DE FORMACIÓN
BASADOS EN ANÁLISIS DE PRODUCCIÓN, PRESIÓN Y DATOS DE LABORATORIO
DEL CAMPO COLIBRÍ, OCTUBRE 2013

EDGAR SANTIAGO CORDERO ESPINOSA

Trabajo de Grado presentado para optar el Título de Ingeniero en Petróleos

TUTOR:

ING. PATRICIO IZURIETA

Quito, Octubre 2013

DEDICATORIA

A Dios quien me ha dado amor, sabiduría, inteligencia, vida e iluminado mi camino día a día durante mi vida estudiantil para llegar a ser un buen profesional. A la Virgencita del Quinche quien nunca me ha abandonado y ha intercedido por mí cuando más lo necesitaba.

A mi madre Amada Espinosa por el apoyo incondicional que fue para mí durante toda mi vida estudiantil. Mi madre quien siempre me motivó a levantarme y continuar luchando cuando me sentía derrotado, gracias madre por brindarme tu amor y darme una carrera, todo esto te lo debo a ti.

A mi padre y amigo Edgar Cordero porque de una forma u otra siempre estuvo ahí en momentos difíciles, formando parte de mi desarrollo como persona y profesional.

A mis amigos con los que compartimos grandes momentos en nuestra formación profesional y siempre nos hemos apoyado mutuamente para conseguir nuestros objetivos de vida y profesionales.

AGRADECIMIENTOS

A cada una de las personas que conforman la Carrera de Ingeniería de Petróleos de la Facultad de Ingeniería en Geología, Minas, Petróleos y Ambiental de la Gloriosa Universidad Central del Ecuador, en especial a los profesores que demuestran que el arte de la Docencia se la lleva en el alma y en el corazón, a cada uno de mis compañeros y amigos que con su apoyo y aliento contribuyeron a que culmine mi proyecto.

A la Compañía Schlumberger Surencó S.A. por confiar en jóvenes proactivos y ambiciosos de superación de las principales universidades del país.

Al Consorcio Shushufindi por acogerme el tiempo que duró el desarrollo de mi tesis y por el apoyo incondicional de todos los profesionales que laboran en dicha institución.

AUTORIZACIÓN DEL AUTOR

Yo, EDGAR SANTIAGO CORDERO ESPINOSA, en calidad de autor de la tesis realizada sobre: “METODOLOGÍA PARA LA IDENTIFICACIÓN DE DAÑOS DE FORMACIÓN BASADOS EN ANÁLISIS DE PRODUCCIÓN, PRESIÓN Y DATOS DE LABORATORIO DEL CAMPO COLIBRÍ”, por la presente autorizo a la UNIVERSIDAD CENTRAL DEL ECUADOR, hacer uso de todos los contenidos que me pertenecen o de parte de los que contienen esta obra, con fines estrictamente académicos o de investigación.

Los derechos que como autor me corresponden, con excepción de la presente autorización, seguirán vigentes a mi favor, de conformidad con lo establecido en los artículos 5, 6 ,8 ,19 y demás pertinentes de la Ley de Propiedad Intelectual y su Reglamento.

Quito, a 14 de Octubre de 2013

A handwritten signature in blue ink, consisting of stylized letters, is written over a horizontal line.

FIRMA

C.C. 171998858-4

INFORME DE APROBACIÓN DEL TUTOR

En mi carácter de Tutor de Grado, presentado por el señor **EDGAR SANTIAGO CORDERO ESPINOSA** para optar el Título o Grado de Ingeniero en Petróleos cuyo título es “**METODOLOGÍA PARA LA IDENTIFICACIÓN DE DAÑOS DE FORMACIÓN BASADOS EN ANÁLISIS DE PRODUCCIÓN, PRESIÓN Y DATOS DE LABORATORIO DEL CAMPO COLIBRÍ**”, considero que dicho trabajo reúne los requisitos y méritos suficientes para ser sometido a la presentación pública y evaluación por parte del jurado examinador que se designe

En la ciudad de Quito a los 14 días del mes de Octubre del 2013

A handwritten signature in blue ink, reading "P. Izurieta", is written over a horizontal line. The signature is stylized with a large initial 'P' and a long, sweeping tail.

Ing. Patricio Izurieta

TUTOR DE TESIS

INFORME DE APROBACIÓN DEL TRIBUNAL

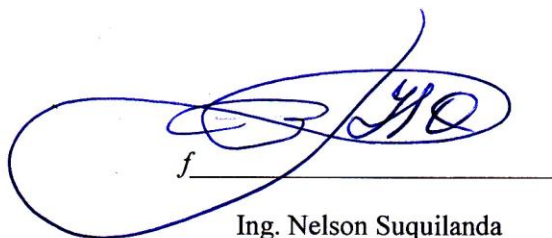
El tribunal constituido por: Ing. Gustavo Pinto, Ing. Iván Bedoya, Ing. Nelson Suquilanda

DECLARAN

Que la presente tesis denominada: “**METODOLOGÍA PARA LA IDENTIFICACIÓN DE DAÑOS DE FORMACIÓN BASADOS EN ANÁLISIS DE PRODUCCIÓN, PRESIÓN Y DATOS DE LABORATORIO DEL CAMPO COLIBRÍ**”, ha sido elaborada íntegramente por el señor Edgar Santiago Cordero Espinosa, egresado de la Carrera de Ingeniería de Petróleos, ha sido revisada y verificada, dando fe de la originalidad del presente trabajo.

Ha emitido el siguiente veredicto: Se ha aprobado el Proyecto de Tesis para su Defensa Oral.


En la ciudad de Quito a los 14 días del mes de Octubre del 2013



Ing. Nelson Suquilanda

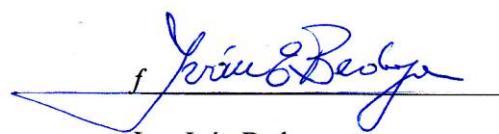
MIEMBRO DEL TRIBUNAL DELEGADO

POR EL SEÑOR SUBDECANO



Ing. Gustavo Pinto

ASESOR DE TESIS



Ing. Iván Bedoya

ASESOR DE TESIS

ÍNDICE GENERAL

	Pág.
SIGLAS Y ABREVIATURAS.....	x
RESUMEN DOCUMENTAL.....	xii
INTRODUCCIÓN.....	1
CAPÍTULO I GENERALIDADES	
Planteamiento y formulación del problema	3
Hipótesis	4
Objetivos	4
Objetivo General.....	4
Objetivos Específicos.....	4
Justificación	5
MARCO INSTITUCIONAL	6
MARCO LEGAL	6
MARCO ÉTICO.....	7
MARCO REFERENCIAL.....	8
CAPÍTULO II DISEÑO METODOLÓGICO	
TIPO DE ESTUDIO	9
UNIVERSO Y MUESTRA	9
TÉCNICA	9
SOFTWARES.....	10
OFM.....	10
SAPHIR	10
PIPESIM	11
EXCEL	11
CAPÍTULO III MARCO TEÓRICO	
DESCRIPCIÓN DEL CAMPO COLIBRÍ	12
Reseña Histórica	12
Ubicación Geográfica	13
Aspectos Geológicos Generales.....	14
Estado Actual del Campo Colibrí	18
Historial de Producción.....	19
CONCEPTOS GENERALES.....	23
Areniscas.....	23
Porosidad	26

Permeabilidad	30
Relación entre la Porosidad y Permeabilidad	37
Mojabilidad	39
Saturación	42
Presión Capilar	43
Pruebas de Restauración de Build Up	45
BASE TEÓRICA DE ANÁLISIS DE LABORATORIO	50
Análisis PVT	50
Análisis SARA	52
Análisis de Núcleos	54
Difracción de Rayos X	57
MECANISMOS DE PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS	58
Empuje Hidráulico	58
Empuje por Gas en Solución	59
Empuje por Capa de Gas	60
Expansión de la Roca y Fluidos	61
DAÑO DE FORMACIÓN	62
Análisis Cuantitativo del Daño de Formación	62
Pseudodaño	64
Pseudodaño y Configuración de Pozo	65
Pseudodaño y Condiciones de Producción	65
ORIGEN DEL DAÑO DE FORMACIÓN	66
Daño por Perforación	66
Daño por Cementación	67
Daño por Cañoneo o Punzado	68
Daño por Fluidos de Completación	78
Daño en Pozos Inyectores	69
Daño durante la Producción	69
CAUSAS DEL DAÑO DE FORMACIÓN	70
Hinchamiento de Arcillas	71
Invasión de Sólidos	72
Bloqueo por Emulsión	73
Cambios de Mojabilidad	74
Bloqueos por Agua	75
Depósitos Orgánicos	76
Depósitos Inorgánicos	78
Depósitos Mixtos	79

CAPÍTULO IV ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE DATOS

METODOLOGÍA PARA LA IDENTIFICACIÓN DE DAÑO DE FORMACIÓN.....	80
Análisis mineralógico de la roca (Reportes de Laboratorio)	80
Análisis de los fluidos (Agua, Gas Petróleo)	85
Análisis de Producción	99
Modelamiento de la Productividad (Producción y Presión)	99
Índice de Heterogeneidad	108
Mapas de Daño de Formación	119
Datos de Producción y Selección de Pozos	113
Resultados	114
Observaciones	115

CAPÍTULO V CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones.....	118
Recomendaciones	120

CAPÍTULO VI REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Bibliografía.....	121
Web-Grafía	123

CAPÍTULO VII

ANEXOS	124
LISTAS DE TABLAS.....	127
LISTAS DE GRÁFICOS.....	128

SIGLAS Y ABREVIATURAS

API:	American Petroleum Institute
BAPD:	Barriles de agua por día
BFPD:	Barriles de fluido por día
BPPD:	Barriles de petróleo por día
BES:	Bombeo Electro sumergible
B_o:	Factor Volumétrico del Petróleo
B_{oi}:	Factor Volumétrico Inicial del Petróleo
BSW:	Sedimentos básicos y agua
B'UP:	Prueba de Presión
DST:	Drill Stem Test
GL:	Gas Lift
h:	Altura
IAFR:	Infinite Active Radial Flow
IP:	Índice de Productividad
IPR:	Inflow Performance Relationship
K:	Permeabilidad
P:	Presión
Pb:	Presión de Burbuja
Pr:	Presión de Reservorio
POES:	Petróleo original en sitio
P_{wf}:	Presión de fondo fluyente
P_{wh}:	Presión de cabeza del pozo
P_y:	Presión de Yacimiento
Q_f:	Caudal Final
RAP:	Relación Agua-Petróleo
RGP:	Relación Gas-Petróleo
re:	Radio de drenaje
rw:	Radio del pozo
S:	Saturación
S_o:	Saturación de Petróleo
S_w:	Saturación de Agua
S_g:	Saturación de Gas
SI:	Índice de Saturación
S_{Skin}:	Factor de Daño Skin
TDS:	Sólidos Disueltos Totales

TTP:	Tiros por pie
T_{wh}:	Temperatura de la cabeza del pozo
T_{wf}:	Temperatura de fondo fluyente
T_y:	Temperatura de Yacimiento
USBM:	Índice de Mojabilidad
μ:	Viscosidad
Φ:	Porosidad

UNIVERSIDAD CENTRAL DEL ECUADOR
FACULTAD DE INGENIERÍA DE GEOLOGÍA, MINAS, PETRÓLEOS Y AMBIENTAL
CARRERA DE PETRÓLEOS

Autor: Edgar Santiago Cordero Espinosa

Tutor: Ing. Patricio Izurieta

Fecha: Octubre 2013

RESUMEN DOCUMENTAL

Tesis sobre: “Metodología para la Identificación de Daños de Formación basados en Análisis de Producción, Presión y Datos de Laboratorio”.

Objetivo general: Definir la metodología más óptima para identificar los daños de formación mediante el análisis del historial de producción, presión y datos de laboratorio que se encuentren disponibles. **Problema:** Encontrar la metodología más optima para identificar el daño de formación para el campo Colibrí. **Hipótesis:** La producción de petróleo en el campo Colibrí puede ser incrementada mediante la correcta identificación del daño de formación. **Marco referencial:** El campo Colibrí se encuentra ubicado en la provincia de Sucumbíos, en 1972 empezó a producir comercialmente hidrocarburos. Es uno de los mejores campos del Ecuador y ha llegado a un máximo de producción de 100 000 BPPD. **Marco teórico:** Ubicación, aspectos geológicos, estado actual del campo, historial de producción, base teórica de análisis de laboratorio, mecanismos de producción, daño de formación, origen del daño de formación, causas del daño de formación. **Marco metodológico:** Identificación de los pozos a estudiar, Análisis y recolección de datos de Producción, Presión y reportes de Laboratorio, Metodología para identificar el daño de formación, aplicación de la metodología para los 5 Pozos. **Conclusión general:** La metodología aplicada en el campo Colibrí ofrece un alto grado de confiabilidad para la identificación de daño de formación en los 5 pozos seleccionados, además puede ser usada de forma total o parcial en la identificación de daño de formación en otros campos.

Recomendación general: Se recomienda llevar a cabo una campaña de limpieza con ácido y antiescala para pozos con alto contenido de escala antes de llegar a la criticidad.

DESCRIPTORES: <CAMPO COLIBRÍ> <DAÑO DE FORMACIÓN> <PRODUCTIVIDAD>
< ANÁLISIS DE AGUA DE FORMACIÓN> <MINERALOGÍA DE LA ROCA>

CATEGORÍAS TEMÁTICAS: <CP-INGENIERÍA DE PETRÓLEOS> <CP-INGENIERÍA DE YACIMIENTOS> <CS-DAÑOS DE FORMACIÓN>

SUMMARY

Thesis about: "Methodology for the Identification of Formation Damage based in Production Analysis, Pressure and Laboratory Data".

Objective: Define the optimal methodology to identify formation damage by analyzing the history production, pressure and laboratory data that are available. **Problem:** Find the optimal methodology to identify formation damage for Colibrí field. **Hypothesis:** Oil production in the Colibrí field can be increased by proper identification of formation damage. **Referential Framework:** The Colibrí field is located in the province of Sucumbíos, in 1972 began producing oil commercially. It is one of the best fields of Ecuador and has reached a peak production of 100,000 BOPD. **Theoretical Framework:** Location, geological aspects, current state of the field, production history, theoretical basis of laboratory analysis, production mechanisms, formation damage, formation damage origin, causes of formation damage. **Methodological framework:** Identification of wells for study, analysis and recollection of production data, Pressure and Laboratory reports, Methodology to identify formation damage, application of the methodology for the 5 wells. **General Conclusion:** The methodology applied in the Colibrí field offers a high degree of reliability for the identification of formation damage in the 5 selected wells also can be used in whole or in part in the formation damage identification in other fields. **General Recommendation:** It is recommended to conduct a cleanup campaign with antiescala and acid for wells with high content of scale before reaching criticality.

WORDS: <COLIBRÍ FIELD> <FORMATION DAMAGE> <PRODUCTIVITY> < WATER ANALYSIS FORMATION> < MINERALOGY OF ROCK>

SUBJECT CATEGORIES: <CP-PETROLEUM ENGINEERING> <CP- RESERVOIR ENGINEERING> <CS-FORMATION DAMAGE>

INTRODUCCIÓN

En Ecuador el petróleo es la principal fuente de ingreso económico del país, por lo que cualquier trabajo destinado a recuperar o incrementar la productividad de los pozos es significativo y primordial para su desarrollo.

El mercado mundial del petróleo se ha caracterizado por la fuerte competencia. En este sentido, las empresas líderes en la exploración y extracción de hidrocarburos buscan reducir sus costos a partir de incrementar su eficiencia operativa, y se concentran en mejorar sus tecnologías aplicando técnicas como reacondicionamiento (Workover) para obtener una mejor producción de petróleo. El daño de formación se produce por incompatibilidad de fluidos, invasión de sólidos, migración de finos, actividad biológica e incompatibilidad roca-fluido.

El objetivo del presente proyecto es establecer una metodología para la identificación de daños de formación basados en análisis de producción, presión y datos de laboratorio, para minimizar la disminución de producción que origina este fenómeno, generando aportes significativos, conclusiones y recomendaciones que apunten a un mejor aprovechamiento de los recursos invertidos. El trabajo de grado se ha desarrollado en cada capítulo de la siguiente forma.

En el Capítulo I se plantea y delimita el problema, se desarrolla la hipótesis, el objetivo general y los específicos, la justificación, marco institucional, marco legal, marco ético de la empresa y marco referencial donde se desarrolla una descripción detallada del daño de formación.

En el Capítulo II se establece el tipo de estudio, la muestra y universo, el método, técnicas y programas, la recolección de datos y el procesamiento.

En el Capítulo III se desarrolla el marco teórico con una descripción detallada de las generalidades del Campo a estudiar, conceptos fundamentales del yacimiento, tipos de daños de formación y la influencia que estos tienen en las pérdidas de producción.

En el Capítulo IV se aplica la metodología de trabajo, la cual establece los lineamientos a seguir, técnicas y herramientas utilizadas para efectuar los objetivos, también se desarrolla el análisis y la interpretación de datos recopilados. Además se discuten los resultados obtenidos al aplicar la metodología planteada en el campo “Colibrí” con el fin de que sirvan como guías para documentar el proceso a seguir.

En el Capítulo V se presentan las conclusiones y recomendaciones obtenidas del desarrollo de este proyecto de tesis, las cuales hacen referencia a los pozos seleccionados como muestra y a la evaluación del modelo aplicado por Oddo-Tomson para la identificación de daño de formación.

En el Capítulo VI se detallan las fuentes bibliográficas y web-gráficas citadas y mencionadas para el desarrollo del proyecto, las mismas que sustentan la investigación.

En el Capítulo VII se detallan la lista de tablas, gráficos y anexos donde constan todos los instrumentos de la investigación, procedimientos y materiales adicionales para el desarrollo del proyecto, proporcionando mayor sustento a la investigación.

CAPÍTULO I

GENERALIDADES

PLANTEAMIENTO Y FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

Las compañías productoras de petróleo a nivel mundial realizan continuamente grandes esfuerzos por agregar valor a sus corporaciones y mejorar así sus resultados financieros. Siendo el petróleo un aporte al presupuesto general del estado de un 43% en la última década, estos esfuerzos están dirigidos a mediano y largo plazo para maximizar el factor de recobro de los yacimientos y a corto plazo para acelerar el recobro de las reservas recuperables. La forma de extraer de manera rentable estos hidrocarburos, depende fundamentalmente de la tecnología que se emplee a lo largo de toda la cadena productiva, desde la exploración hasta los centros de procesamiento.

Desde 1911, Ecuador se convierte en un país petrolero y los recursos para su desarrollo económico y social, en gran parte, provienen de la producción y venta de hidrocarburos, por lo que en la actualidad es necesario administrar este recurso correctamente.

Las operaciones asociadas a la producción de petróleo, tales como perforación, completación, intervenciones, etc. pueden resultar en afectaciones a la capacidad productiva de los pozos, lo cual se traduce en daño de formación. En muchas ocasiones, no se logra identificar adecuadamente el mecanismo de daño que actúa en un reservorio, y por esta razón no se tiene la posibilidad de optar por el tratamiento adecuado para recuperar las pérdidas de producción que el daño produce.

El daño de formación o “Skin” es una palabra muy bien conocida actualmente en la Industria Petrolera, representa la caída de presión en la cara de la formación debido a restricciones de flujo en el medio poroso, causando la reducción de permeabilidad en la parte aledaña al pozo y disminución del índice de productividad.

El desarrollo de esta investigación tiene por objeto ayudar en la identificación de daño de formación mediante el análisis de los historiales de producción y presión y su integración con los análisis de los datos de laboratorio disponibles, ya que la adecuada identificación de los daños de formación permitirá diseñar la solución más idónea para minimizar la disminución de la producción por la caída de presión en el reservorio.

De acuerdo a lo mencionado anteriormente se formula la siguiente pregunta de investigación:

¿Cuál es la manera más óptima para identificar el daño de formación utilizando parámetros de producción, presión y reportes de laboratorio?

HIPÓTESIS

¿La producción de petróleo en el campo Colibrí puede ser incrementada mediante la correcta identificación del daño de formación, y así permitir optar por los tratamientos más idóneos para minimizar su efecto?

OBJETIVOS

Objetivo General

- Definir la metodología más óptima para identificar los daños de formación mediante el análisis del historial de producción, presión y datos de laboratorio que se encuentren disponibles.

Objetivos Específicos

- Seleccionar los pozos en los que se realizó el análisis para la identificación de la metodología de daños de formación.
- Recolectar información del historial de producción, análisis de presión, reportes de laboratorio, pruebas de producción, historial de reacondicionamientos, propiedades de la roca y fluidos, características del reservorio.
- Realizar el diagnóstico con el historial de producción de los pozos seleccionados.
- Realizar el análisis del comportamiento de presiones existentes en los pozos seleccionados.
- Analizar la información adquirida de los reportes de laboratorio disponibles.
- Presentar los resultados a la operadora del campo Colibrí.

JUSTIFICACIÓN

El presente estudio tiene la finalidad de generar una metodología para la identificación de daños de formación mediante el análisis de los historiales de producción, presión y datos de laboratorio de manera que permita seleccionar el tratamiento adecuado para mitigar los efectos del daño de formación y minimizar las pérdidas de producción.

La realización de la investigación es necesaria, ya que los pozos del campo Colibrí tienen evidencias de daño de formación y la identificación correcta del tipo de daño permitirá seleccionar un tratamiento idóneo para evitar la disminución de la producción.

MARCO INSTITUCIONAL

Por mandato constitucional y legal, las actividades de explotación de los recursos naturales no renovables estarán a cargo del Estado, a través de la Empresa Pública en este caso PETROAMAZONAS.

Schlumberger Operadora del Consorcio Shushufindi

Schlumberger fue fundada en 1926 por los hermanos Conrad y Marcel Schlumberger, inicialmente la compañía se llamó Société of Prospection Electrique. Antes de fundar su compañía, los hermanos Schlumberger habían trabajado en la realización de exámenes geofísicos que conducían en países como Rumania, Canadá, Yugoslavia, Sudáfrica, República Democrática del Congo y Estados Unidos.

En 1935 se fundó Schlumberger Well Surveying Corporation conocida en la actualidad como Schlumberger Well Services, reflejando de ésta manera el importante crecimiento del mercado en los Estados Unidos de tal forma que la mitad de sus equipos profesionales se encontraban laborando en   se lugar.¹

MARCO LEGAL

Respecto a la normativa que le rige a PETROAMAZONAS, existen un sin número de leyes orgánicas, leyes comunes, reglamentos, acuerdos ministeriales, ordenanzas, etc. que regulan sus actividades económicas. Principalmente:

Constitución de la República del Ecuador (principalmente artículos 316 y 319), Ley de Hidrocarburos, Ley Orgánica de Empresas Públicas, Ley de Compañías, Ley Orgánica del Sistema Nacional de Contratación Pública, Reglamento General de la Ley Orgánica del Sistema Nacional de Contratación, Código del Trabajo, Ley Orgánica de la Contraloría General del Estado y su Reglamento, Código Civil, Código de Comercio, Ley Orgánica de Régimen Tributario Interno y su Reglamento, Código Orgánico de la Producción, Código Tributario, Reglamento Sustitutivo al Reglamento Ambiental para Operaciones Hidrocarburíferas, Reglamento de Operaciones Hidrocarburíferas, Ley de Gestión Ambiental.²

¹ Cia Schlumberger Surency. Disponible en <http://www.slb.com/about/codeofethics.aspx>

² Base legal. Recuperado de: <http://petroamazonas.com.ec/transparencia/informacion-legal/base-legal-que->

PETROAMAZONAS en el 2012 firmó el contrato de prestación de servicios para la explotación del petróleo con el consorcio Shushufindi integrado por Schlumberger empresa americana y SERTECPET empresa ecuatoriana. Que tiene por objeto la prestación de dedicar servicios a la Secretaría por parte de la compañía, con sus propios recursos y a su solo riesgo. Además el contrato establece una tarifa fija que se aplica para cada uno de los campos.

MARCO ÉTICO

El presente proyecto respeta los principios y valores del Estado ecuatoriano y Consorcio Shushufindi y Schlumberger y no afecta los principios de la empresa y de los directivos. Además respeta el medio ambiente ya que utiliza tecnología eficaz, confiable y a su vez amigable con la naturaleza.

Es de especial preocupación la información de propiedad exclusiva de clientes o competidores recibida de terceros con acceso a información de precios o propuestas.

Esta información podría haber sido obtenida por medios corruptos o inapropiados y los empleados que la reciban o a quienes se la ofrezcan deben notificar de inmediato a su supervisor directo o funcional, o al Departamento Jurídico.

MARCO REFERENCIAL

Se define como daño de formación (Skin) a la disminución de permeabilidad (k) y porosidad (ϕ) en las zonas aledañas al pozo, existiendo una zona dañada que puede tener unos pocos milímetros hasta varios centímetros de profundidad.

El factor “Skin” es positivo en los siguientes casos:

- En un pozo de gas si la $RLG > 100 \text{ Bl/MMPC}$.
- En un pozo de petróleo si la $RGP > 1000 \text{ PCN/Bl}$.
- Si hay producción de tres fases.
- Cuando $P_r - P_{wf} > 1000 \text{ psi}$.
- Cuando hay altas tasas de flujo $Q/h > 20 \text{ BPD/ft}$ ó $Q > 5 \text{ BPD/ perforación}$ (Turbulencia).
- Cuando se cañonea a menor de 4 TPP.
- $P_r > P_b$ y $P_{wf} < P_b$ (separación de gas en la vecindad del pozo).

El daño, como se mencionó anteriormente, es una causa artificial que reduce la producción de una capa productiva que no es posible evitar y por lo tanto debe ser minimizado. En un equilibrio físico y químico como es un reservorio, al perforarlo, se pone en contacto dicho sistema equilibrado con otro artificial, que puede ser o no compatible con ese reservorio; de esta manera, está siendo alterado el sistema inicialmente en equilibrio. La prevención del daño apunta a que todas las operaciones realizadas se hagan con el mínimo daño, o mínima contaminación posible, evitando así, que la producción se vea afectada.

Con los parámetros mencionados anteriormente se desea crear una Metodología para la identificación del daño de formación basados en análisis de producción y presión y datos de laboratorio para el campo colibrí, ya que este campo evidencia daño de formación y será muy factible realizar la presente investigación para poder identificar qué tipo de daño tiene cada pozo del campo Colibrí y poder minimizar las pérdidas de producción.

CAPÍTULO II

DISEÑO METODOLÓGICO

TIPO DE ESTUDIO

El presente estudio es de carácter descriptivo, prospectivo, de campo y laboratorio, el mismo que contó con una investigación bibliográfica.

- (a) Estudio descriptivo: Debido a que se realizó un estudio que describe la situación de la variable a investigar, que es crear una Metodología para la identificación de daños de formación basados en análisis de producción, presión y reportes de laboratorio.
- (b) Estudio Prospectivo: porque los resultados obtenidos serán aplicados en el futuro.
- (c) Estudio de campo: Porque los diferentes datos se los tomó de los pozos seleccionados en el campo Colibrí.
- (d) Estudio de Laboratorio: porque se analizó los datos de laboratorio del Campo Colibrí para determinar las propiedades mineralógicas de la roca y las propiedades de los fluidos.

UNIVERSO Y MUESTRA

En el presente proyecto de investigación el Universo está conformado por los pozos productores del Campo Colibrí que se encuentra ubicado en la Provincia de Sucumbíos, de los cuales como muestra se tomaron 6 pozos productores y con mayor daño de formación para realizar el presente estudio.

TÉCNICA

Se utilizó el modelo de Oddo-Tomson para determinar el SI (índice de saturación) que existe en el pozo, este modelo nos permite saber el porcentaje de calcita, barita, estroncio, etc., y poder cuantificar el daño de formación que tenemos en cada pozo. Con este método podremos saber el nivel de riesgo que tiene el pozo para su taponamiento.

SOFTWARE

Los paquetes que van a ser utilizados en el presente estudio son OFM y PIPESIM perteneciente a la compañía de servicios Schlumberger, SAPHIR perteneciente a KAPPA que es una compañía de software para empresas petroleras y además se utilizó el programa de Microsoft EXCEL que permitió elaborar tablas, gráficos, etc.

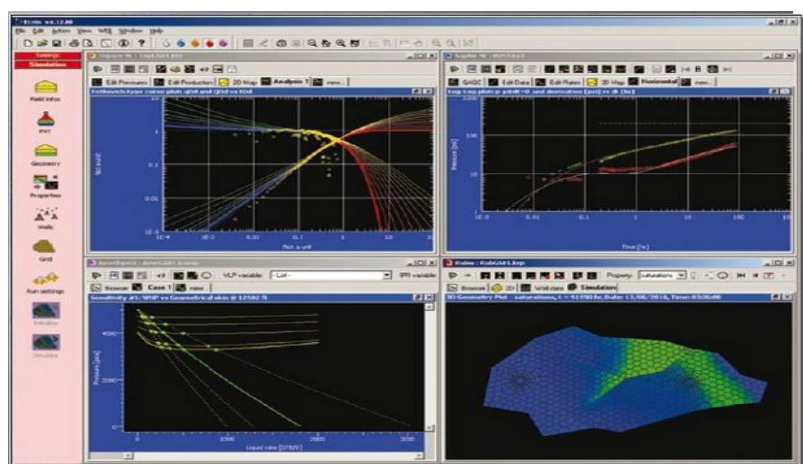
OFM

OFM es un software de análisis y gerenciamiento de producción, que ayuda al seguimiento de las reservas con una avanzada vista de vigilancia y poderosas herramientas de pronósticos. Este software está diseñado para entregar un método eficiente de visión, relación y análisis de información de producción.

Las extensas herramientas del software automatizado OFM (tales como mapas de bases interactivos con tendencia de la producción, presiones de burbuja, análisis de curvas de declinación, y análisis de curvas tipo) reducen el tiempo que gastará el ingeniero analizando dicha información, dándole así más tiempo para orientar su información para un buen uso.

SAPHIR

La metodología Saphir siempre se ha basado en el derivado de Bourdet como la herramienta de diagnóstico principal, que coincidan con los datos medidos en el modelo, teniendo en cuenta la historia detallada de la producción. Además nos permite realizar un análisis del gráfico Log-Log del diferencial de presión y su derivada para poder cuantificar el daño de formación que existe en el pozo.



PIPESIM

Permite efectuar análisis de sensibilidad sobre cualquier variable del sistema y que represente gráficamente el flujo de entrada/flujo de salida en cualquier nodo, proporcionándole una manera de entender dónde pueden residir sus oportunidades de mejoramiento de la producción.

Además del análisis nodal, PIPESIM incluye operaciones específicas para la generación de tablas de desempeño para los simuladores de yacimientos y perfiles de presión/temperatura estándar.

La aplicación PIPESIM incluye todos los tipos de modelos de terminación estándar para pozos verticales, horizontales y fracturados, y posibilita el modelado de terminaciones complejas de varias capas, utilizando diferentes parámetros de desempeño de yacimientos y descripciones de fluidos.

EXCEL

Excel es software de Microsoft que facilita el manejo de operaciones numéricas, que pueden ser simples hasta las más complejas. Gracias a las funciones que vienen incorporadas en el software se pueden realizar un sinnúmero de operaciones con mucha facilidad y rapidez.

CAPÍTULO III

MARCO TEÓRICO

DESCRIPCIÓN DEL CAMPO COLIBRÍ

Reseña Histórica

El Campo Colibrí fue descubierto por el consorcio TEXACO-GULF en 1968, con la perforación del pozo Colibrí - 01 con una profundidad total de 9772 pies y completado oficialmente en enero de 1969. Las pruebas iniciales fueron de: 2496 barriles de petróleo por día (BPPD) con 26.6° API en el reservorio Napo “U”, y 2621 BPPD con 32.5° API del reservorio Napo “T”.

El Campo Colibrí ha producido de seis reservorios de hidrocarburos que son “T Inferior”, “T Superior”, “U Inferior” y “U Superior” correspondientes a la Formación Napo, “Basal Tena” de la Formación Tena y “Hollín Superior” de la Formación Hollín, de la cual se empezó a producir en 2012 sin éxito.

La producción comercial inició en el año 1972 con 19200 BPPD sin agua. Después de la primera campaña de perforación que duró 5 años, se tuvo un promedio de 50 pozos productores y la producción de líquido se incrementó a 100 000 BPPD sin agua.

La producción de agua comenzó después de seis años de iniciada la explotación, es así que a partir del año 1978 empezó a incrementarse el corte de agua.

En los primeros 22 años de explotación, 1972 a 1994, la mayoría de los pozos estuvieron produciendo en conjunto de dos o más reservorios; a partir del año 1994 la mayoría de los pozos producen de un solo reservorio y se tiene información de producción más confiable.

En 1984 se inició la Inyección de Agua desde la estación ubicada en el pozo Colibrí 40 con la incorporación de 9 pozos inyectoras; sistema implementado para la recuperación secundaria aplicado a los yacimientos “U” y “T”. En 1998 luego de una evaluación técnica se suspendió el proyecto por la falta de resultados.

A partir de 1994 la producción de líquido se ha mantenido en 130000 BFPD y la producción de petróleo ha venido declinando proporcional al incremento del corte de agua.

Ubicación Geográfica

El Campo Colibrí está ubicada en el Centro - Norte de la cuenca Oriente, en la provincias de Sucumbios, a 250 Km al Este de la ciudad de Quito, y 35 Km al Sur de la frontera con Colombia. Está limitado al norte por el Campo Libertador, al Sur por el Campo Limoncocha, al Oeste por el Campo Sacha y al Este por una Falla inversa de la Cuenca Oriente.

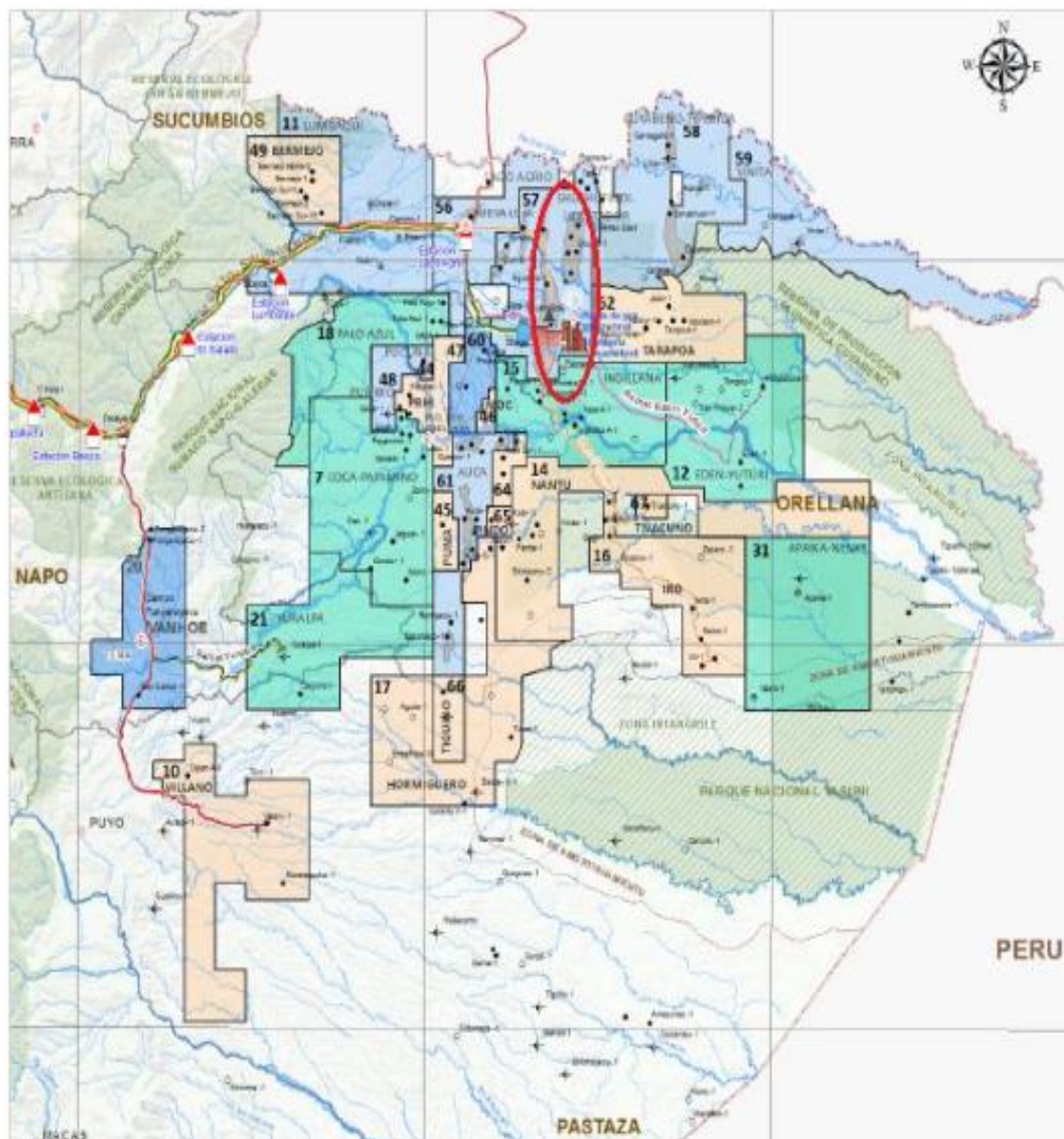


Grafico 1. Ubicación del Campo Colibrí
Fuente: DCS, Ingeniería de Reservorios, Schlumberger.

Aspectos Geológicos Generales

Estructura

“La estructura del Campo Colibrí responde a las características de una trampa estructural, siendo un anticlinal asimétrico alargado, con un área de 234 Km² a la base de la Caliza A. Este anticlinal tiene un bajo relieve estructural al flanco Oeste del campo y al este es abrupto.

La estructura está controlada al Este por una falla inversa principal de rumbo aproximado Norte – Sur, otra falla inversa limita al Norte, en dirección Norte – Noroeste. Se presentan fallas secundarias asociadas a la falla principal Norte-Sur. La sección cretácica de la Cuenca Oriente está constituida por las formaciones Hollín, Napo y Tena Basal.

Todas las arenas productoras del Campo Colibrí ubicados en el tiempo pertenecen a la era Mesozoico del Cretácico Medio a Cretácico Superior.”³

Estratigrafía

“El Campo Colibrí tiene tres principales formaciones productoras de crudo, que son la Formación Napo, Formación Tena y Formación Hollín, cada una con sus respectivas subdivisiones.”

Cada una de estas formaciones posee sus características litológicas bien definidas, que son representativas de toda la Cuenca Oriente.

La Formación Tena presenta una zona pobre en el Campo, de la cual es la arenisca Basal Tena que se caracteriza por sus areniscas finas cuarzosas. Generalmente, a esta Formación se la encuentra en el norte del Campo, con espesores que varían de 1 a 22 pies.

La Formación Napo, se divide en dos grandes y representativos grupos que son las arenas U y T, las cuales están separadas sin comunicación alguna por una capa de lutitas, por lo que sus características son diferentes. Estos cuerpos de arena se subdividen a su vez en U inferior y U Superior; T inferior y T Superior; siendo los cuerpos arenosos inferiores de ambas arenas los principales productores de hidrocarburos, cada una con su respectivo acuífero.

La Formación Hollín posee un acuífero de fondo infinito, por lo que la presión de este yacimiento casi no ha declinado con el tiempo. Sin embargo, el problema radica en la cantidad de agua de formación que este yacimiento aporta debido precisamente a su acuífero.”⁴

³ Baby, P., Rivadeneira, M., & Barragán, R. (2004). La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo. Quito: Editores científicos.

⁴ Baby, P., Rivadeneira, M., & Barragán, R. (2004). La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo. Quito: Editores científicos.

Formación Tena.

- **Basal Tena:** Está ubicada justo encima de la Formación Napo, y se caracteriza por areniscas cuarzosas, blancas a grises, de grano fino a medio, sub-redondeada a sub-angular, de matriz arcillosa con trazas de hidrocarburo residual.⁵

Actualmente en el campo existen solamente cinco pozos productores de este yacimiento.

Formación Napo.

Está ubicada entre las formaciones Tena y Hollín. Se caracteriza por una serie de calizas fosilíferas intercaladas con areniscas calcáreas y lutitas. Fue depositada en un ambiente marino, lo que indica que es una excelente roca madre. Su potencia aproximada es de 1080 pies.

Por sus características marcadas, posee dos yacimientos principales, que son las Arenas U y T, que son similares tanto en origen como en constitución y poseen areniscas de grano fino a medio, sub-redondeada a sub-angular de moderada selección. Las principales arenas productoras que se encuentran dentro de la Formación Napo son:

- **Arena U Superior:** se encuentra separada de la Arenisca Basal Tena por una columna de lutitas de color gris a gris oscura, suave a moderadamente firme, no calcárea; con intercalaciones de arcillolita de color café amarillenta, café rojiza y gris clara, moderadamente dura. También se encuentran calizas lodosas de color crema y ocasionalmente gris clara, moderadamente dura a suave en bloques.
- **Arena U Inferior:** se encuentra separada de la Arena U Superior por las calizas A y M2. Se caracteriza por sus arenas cuarzosas blancas hialinas sub-transparentes, de grano fino a medio con manchas de hidrocarburos color café, bajo luz ultravioleta. Es el segundo principal yacimiento productor de hidrocarburos, y posee un acuífero lateral.
- **Arena T Superior:** se encuentra separada de las arenas U por la caliza B. Se caracteriza por sus arenas cuarzosas, hialinas, grises sub-transparentes, de grano fino sub-redondeada, con presencia de glauconita. De las arenas T, es la menor productora de hidrocarburos.
- **Arena T Inferior:** se caracteriza por la intercalación de lutitas grises a grises oscuras, no calcáreas, con areniscas cuarzosas con excelente porosidad y permeabilidad, por lo que la convierten en el principal yacimiento productor de hidrocarburos del campo, como lo

⁵ Baby, P., Rivadeneira, M., & Barragán, R. (2004). La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo. Quito: Editores científicos.

confirma el historial de producción del mismo; además posee un acuífero lateral. Al igual que la arena U Inferior; por lo que el corte de agua en el Campo es alto.

Formación Hollín

“Se encuentra entre las formaciones Napo y Misahuallí, con espesor aproximado de 390 pies. Se caracteriza por sus areniscas cuarzosas, blancas, hialinas, transparentes a translúcidas de grano fino con cemento ligeramente calcáreo e inclusiones de glauconita, caolín y lutita.

Posee un acuífero de fondo infinito, es decir, un mecanismo de empuje hidráulico. En el Campo Colibrí, la producción de crudo de esta arena es muy pobre, tal es así que actualmente ya no se produce de este yacimiento.”⁶

⁶ Baby, P., Rivadeneira, M., & Barragán, R. (2004). La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo. Quito: Editores científicos.

COLUMNA ESTRATIGRAFICA CUENCA ORIENTE

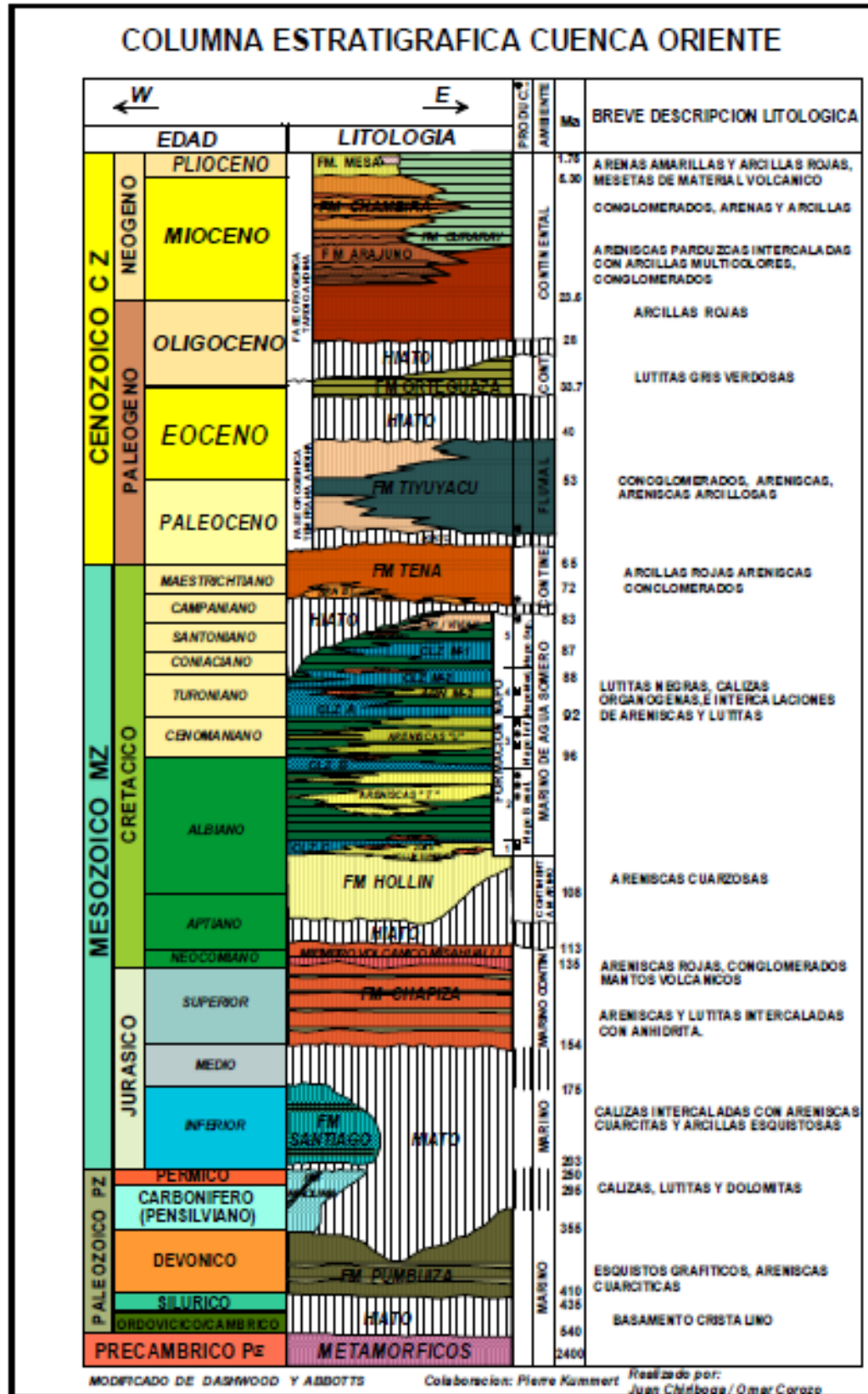


Grafico 2. Columna Estratigráfica de la Cuenca Oriente.

Fuente: BABY, RIVADENEIRA, & BARRAGÁN, 2004

Estado actual del Campo Colibrí

El Campo Colibrí posee cinco estaciones de Producción, las mismas que cuentan con todas las facilidades de producción requeridas para el tratamiento del crudo y agua de formación; y son:

- Estación Colibrí: ubicada al norte del campo.
- Estación Colibrí Norte: ubicada al norte del campo y al sur de la estación Colibrí.
- Estación Colibrí Central: ubicada en el centro del campo.
- Estación Colibrí Sur-Oeste: ubicada al extremo sur-oeste del campo.
- Estación Colibrí Sur: ubicada al sur del campo.

Pozos del Campo Colibrí

En la siguiente tabla se detalla el estado de los pozos del Campo Colibrí, hasta Diciembre de 2012.

POZOS DEL CAMPO COLIBRÍ	
PRODUCTORES	120
INYECTORES	6
RE- INYECTORES	13
CERRADOS	13
ABANDONADOS	19
TOTAL	171

Tabla 1. Estado actual de los pozos del Campo Colibrí
Elaborado por: Santiago Cordero

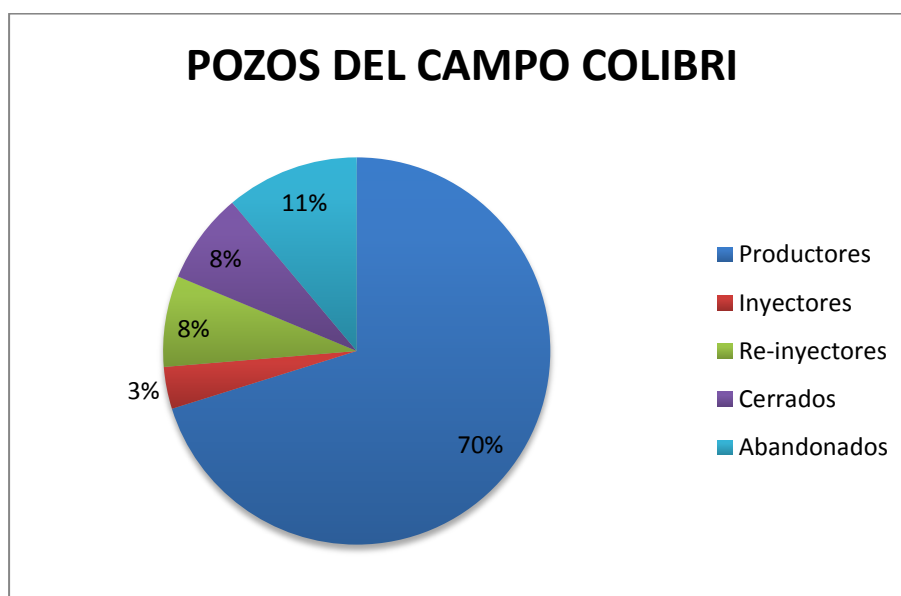


Grafico 3. Estado actual de los pozos del Campo Colibrí
Elaborado por: Santiago Cordero

Los principales tipos de levantamiento artificial utilizados en el Campo Colibrí son:

- *Bombeo Electro Sumergible (BES)*: es el levantamiento artificial actualmente más utilizado, con bombas Reda y Centrilift principalmente.
- *Bombeo Hidráulico*: es el segundo método con antigüedad utilizado en el campo.

Historial de Producción

Las tasas de producción de petróleo, agua y gas para el Campo Colibrí desde su incorporación a la producción nacional se detallan a continuación en las diferentes arenas productoras del campo.

Producción del Campo Colibrí

La producción del Campo Colibrí desde su incorporación a la producción nacional en 1972 hasta Noviembre de 2012, se obtiene a partir del historial de producción del campo, mediante el uso de OFM (Oil Field Manager).

Producción Histórica Anual

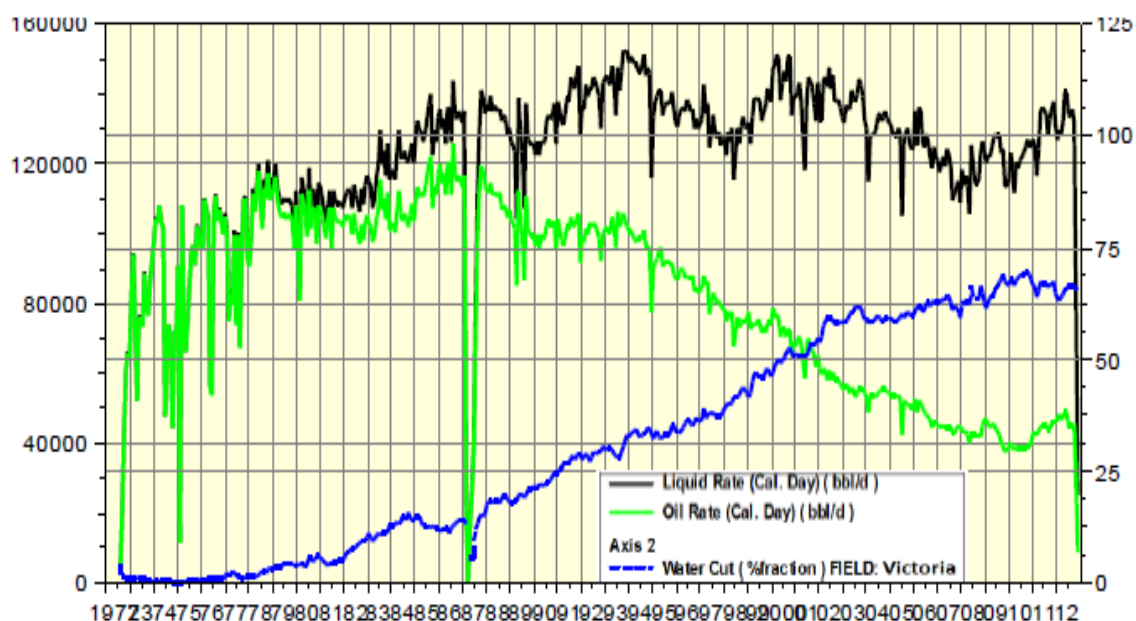


Grafico 4. Producción Histórica Anual del Campo Colibrí

Fuente: Ingeniería de Producción, Schlumberger

Producción Acumulada

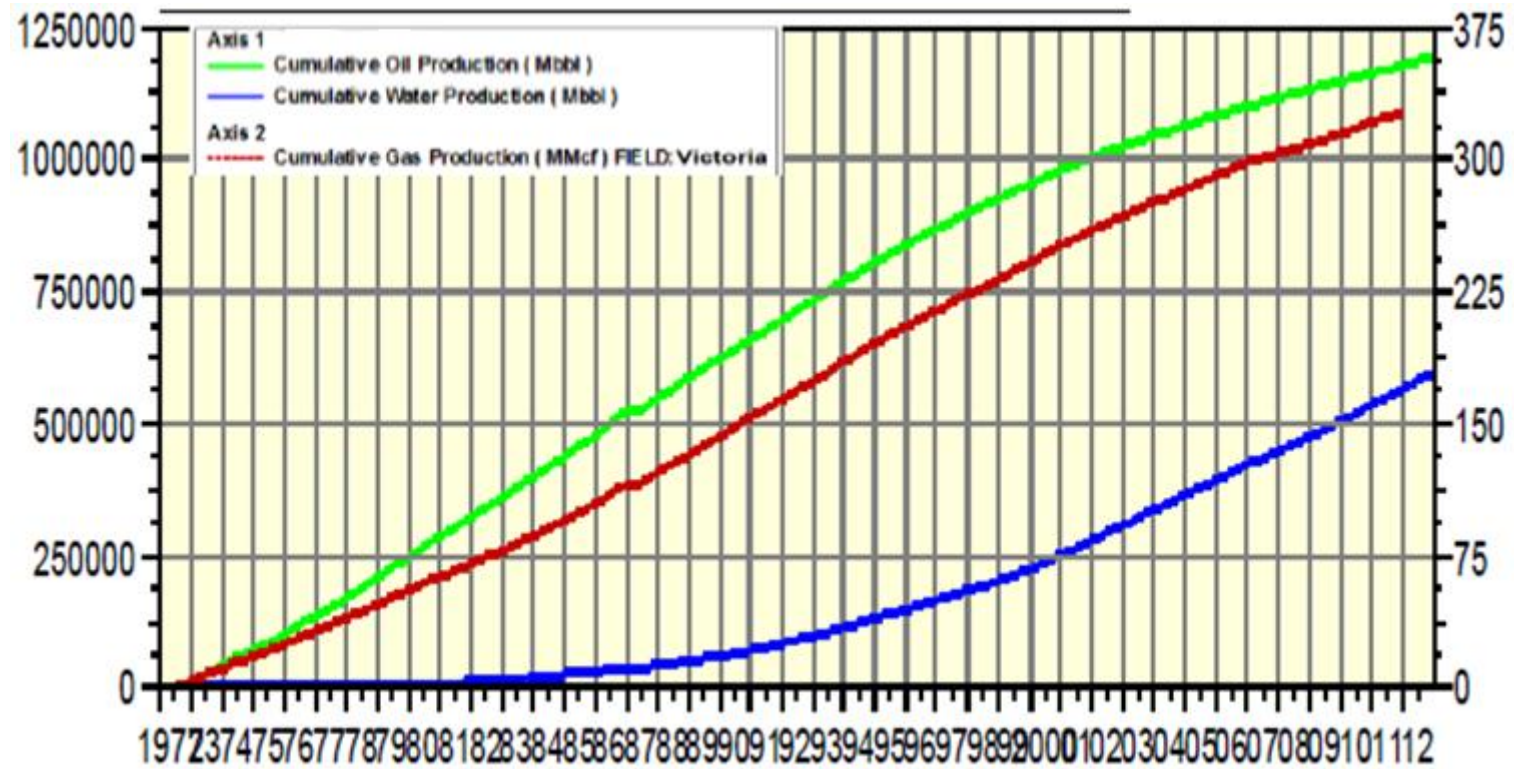


Grafico 5. Producción Histórica Acumulada del Campo Colibrí

Fuente: Ingeniería de Producción, Schlumberger

Producción por Estación

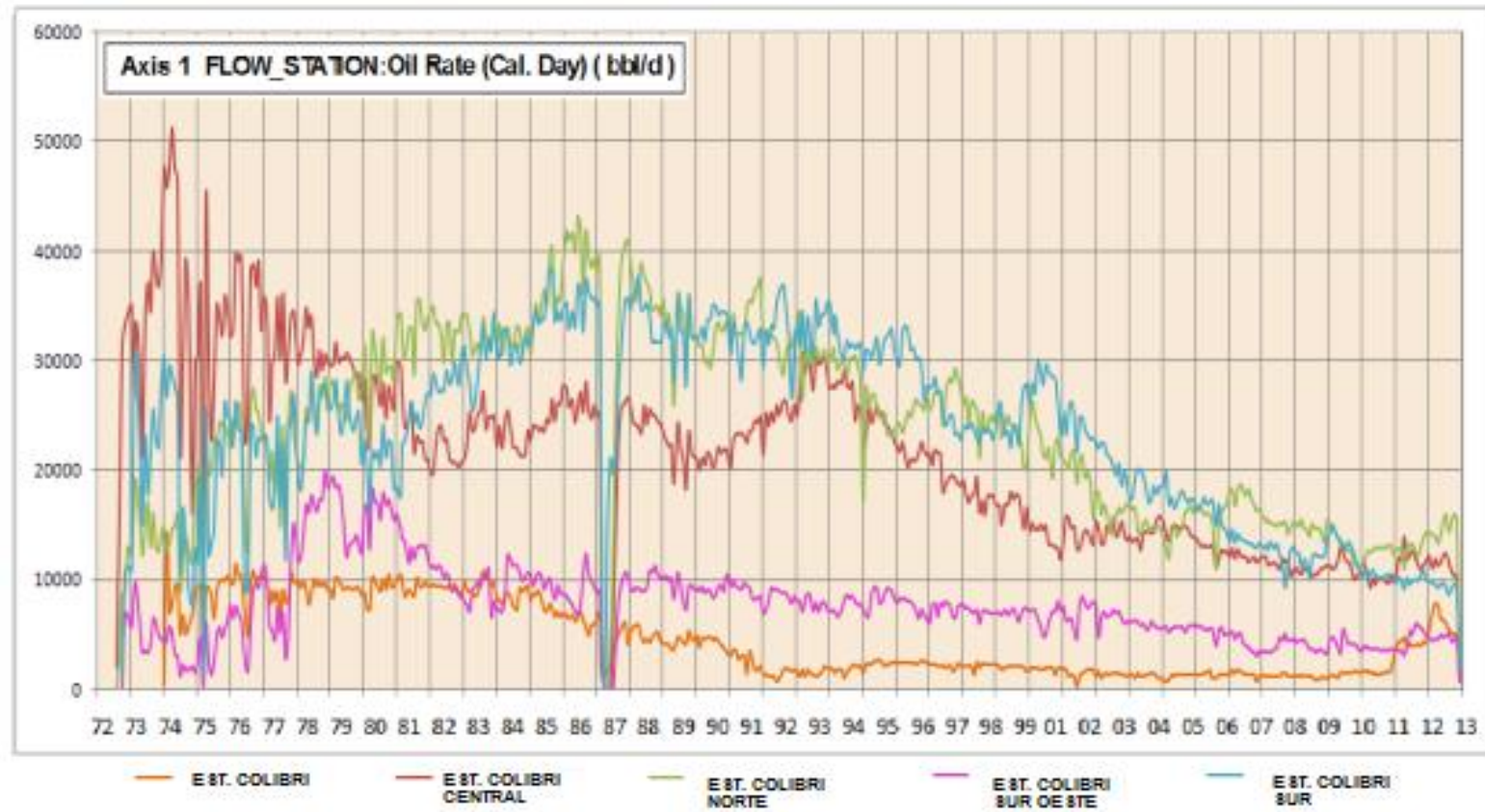


Grafico 6. Producción Histórica Anual de Petróleo por Estación del Campo Colibrí

Fuente: Ingeniería de Producción, Schlumberger

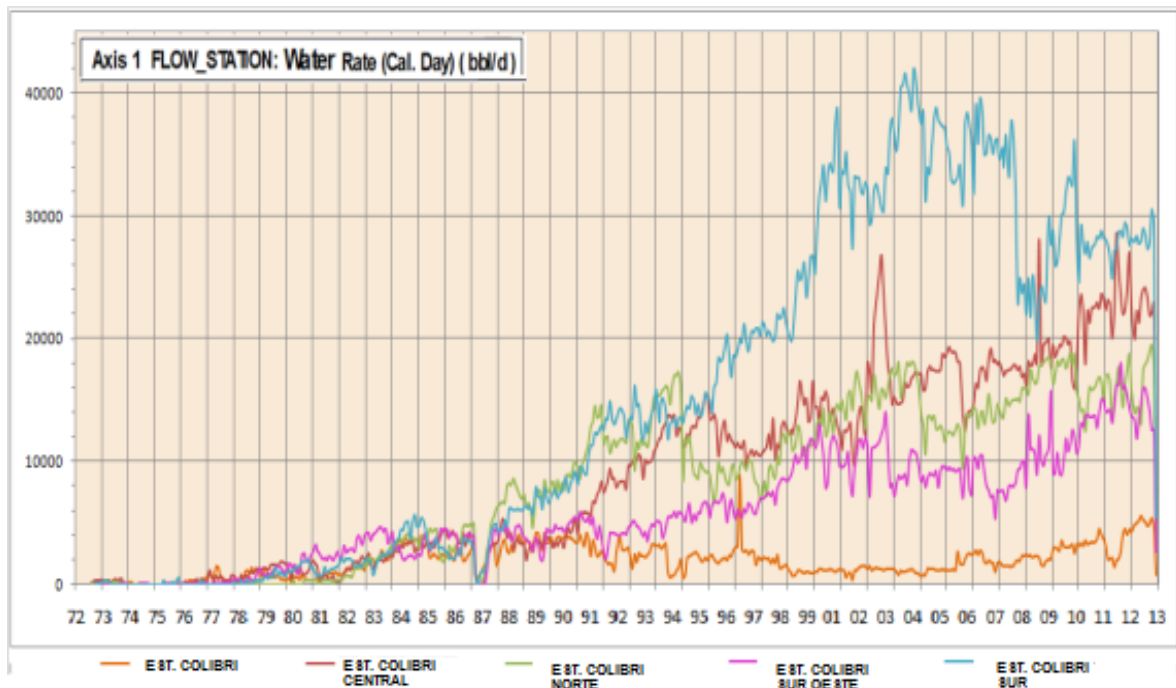


Grafico 7. Producción Histórica Anual de Agua por Estación del Campo Colibrí
Fuente: Ingeniería de Producción, Schlumberger.

ESTACIÓN DE PRODUCCIÓN	PRODUCCIÓN ACUMULATIVA		
	PETRÓLEO	AGUA	GAS
	Mbbl	Mbbl	MMcf
COLIBRÍ	63.290	27.03	18
COLIBRÍ NORTE	351.93	123.5	97
COLIBRÍ CENTRAL	313.923	134.159	86
COLIBRÍ SUR OESTE	112.238	84.233	27
COLIBRÍ SUR	347.53	219.624	100
CAMPO COLIBRÍ	1,188.911	588.545	326

Tabla 2. Producción Acumulada por Estación del Campo Colibrí (Dic-2012).
Elaborado por: Santiago Cordero

CONCEPTOS GENERALES

Areniscas

La arenisca es una roca sedimentaria de tipo detrítico, de color variable, que contiene clastos de tamaño arena. Después de las lutitas, son las rocas sedimentarias más comunes en la corteza terrestre. Las areniscas contienen espacios intersticiales entre sus granos. En rocas de origen reciente estos espacios están sin material sólido mientras que en rocas antiguas están rellenos de una matriz o de cemento de sílice o carbonato de calcio.

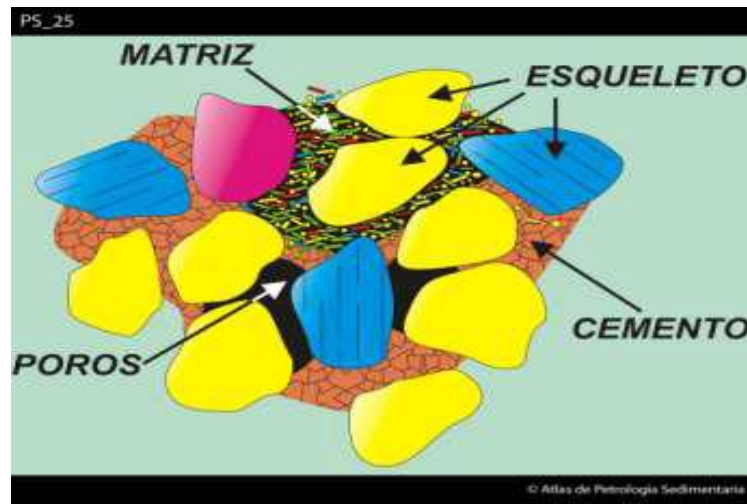


Gráfico 8. Estructura de una arenisca

Fuente: <http://www.ucm.es/info/petrosed/rd/fab/index.html>

Si los espacios intersticiales no están totalmente rellenos de minerales precipitados y hay cierta porosidad, estos pueden estar llenos de agua o petróleo, convirtiéndose en una roca reservorio. En lo referente al tamaño de los granos, las areniscas se clasifican dependiendo de su contenido de cuarzo, feldespato o fragmentos de roca.

Mineralogía de la Arenisca

La mineralogía de la arenisca se presenta en la siguiente tabla medida por una prueba de difracción de rayos x:

PRUEBA	ORTEGUAZA	TENA	NAPO	TIYUYACU
XRD	Arcilla Total 13%	Arcilla Total 13%	Arcilla Total 13%	Arcilla Total 13%
XRD	Caolinita 20%	Caolinita 67%	Caolinita 65%	Caolinita 70%
	Illita 25%	Illita 25%	Illita 25%	Illita 28%
	Esmectita 15%	Esmectita 3%	Esmectita 10%	Esmectita 1%
		Clorita 5%		Clorita 5%
CEC	28 Kg/m ³	6 Kg/m ³	12 Kg/m ³	6 Kg/m ³

Tabla 3. Difracción de Rayos X para la mineralogía de las areniscas.

Fuente: Petroproducción

Elaborado por: Santiago Cordero

Montmorillonita (Esmectita, Bentonita)

La montmorillonita es una arcilla abundante encontrada en rocas terciarias. Es menos común en rocas más profundas del mesozoico y es muy rara debajo de estas profundidades.

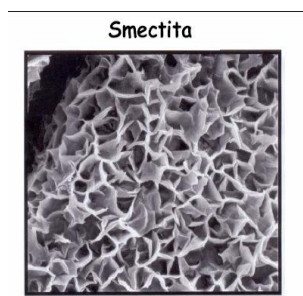


Gráfico 9. Mineralogía de una Esmectita

Fuente: San Antonio Pride

Illita

La Illita es uno de los minerales de arcilla más abundantes y se encuentran generalmente en rocas de todas las edades. La illita es una arcilla diagenética que se forma por la diagénesis de la montmorillonita.

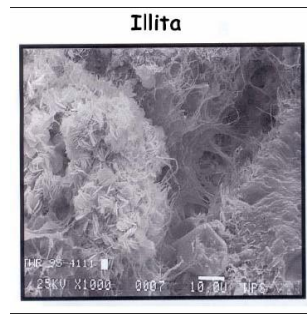


Gráfico 10. Mineralogía de una Illita

Fuente: San Antonio Pride

Caolinita

La Caolinita es una arcilla detrítica formada por el intemperismo de feldespatos en ambientes típicamente no áridos. El agua es esencial para la reacción química del cambio de feldespato a caolinita.

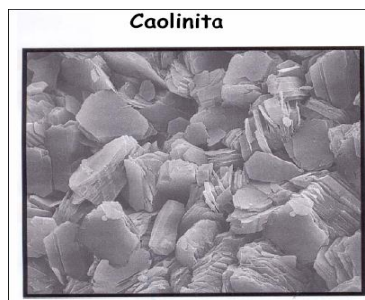


Gráfico 11. Mineralogía de una Caolinita

Fuente: San Antonio Pride

Clorita

La clorita es también considerada una arcilla diagénica semejante a la illita; sin embargo, el metamorfismo que creó la clorita es una extensión más severa de la diagénesis típica normalmente asociada con sedimentos enterrados más tarde.

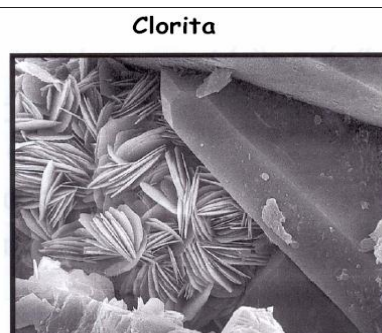


Gráfico 12. Mineralogía de una Clorita

Fuente: San Antonio Pride

POROSIDAD (Φ)

Los granos de arena y partículas de materiales carbonatados que constituyen reservorios de arenisca y piedra caliza por lo general nunca encajan perfectamente debido al alto grado de irregularidad en la forma. El espacio vacío creado a lo largo de las camas entre los granos, llamados espacio de porosos o intersticios, está ocupada por los fluidos (líquidos y/o gases). La porosidad se define como la fracción del volumen total de la roca que no está ocupada por el volumen del poro. Esto se puede expresar de forma matemática como:

$$\Phi = \frac{V_b - V_{gr}}{V_b} = \frac{V_p}{V_b}$$

Dónde:

Φ : porosidad, (%)

V_b : volumen Total de la roca

V_{gr} : volumen del grano

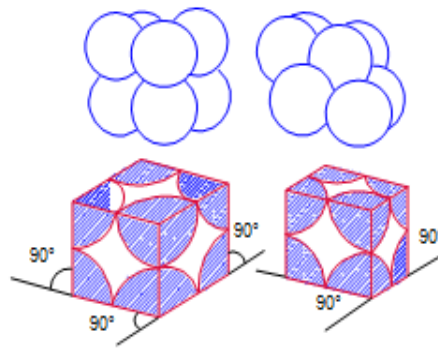
V_p : Volumen de Poros

De acuerdo con esta definición, la porosidad de los materiales porosos podría tener cualquier valor, pero la porosidad de la roca sedimentaria es generalmente menor que 50%.

Factores que regulan la magnitud de la porosidad

- **Tipo de empaque.** Idealmente se pueden formar los siguientes tipos de empaquetamientos los cuales tienen diferente valor de porosidad. El incremento de la presión de confinamiento hace que los granos pobremente clasificados y angulares muestren un cambio progresivo de empaquetamiento aleatorio a un empaque más cerrado, reduciendo con ello la porosidad.

Para determinar los límites aproximados de valores de porosidad, se ha creado varios arreglos de empaquetamiento de esferas uniformes como se muestra en la figura.



Cúbico ($\phi = 47.6\%$)

Romboédrico ($\phi = 25.9\%$)

Gráfico 13. Tipos de empaquetamiento de una roca

Fuente: Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos, Escobar

En las siguientes figuras se muestran diferentes granos de arena de tamaño y forma (a) y (b) formas que ilustran un empaquetamiento cúbico de tres tamaños de grano. Empaquetamiento cúbico (izquierda) y romboédrico (derecha) empaquetamiento de granos esféricos.

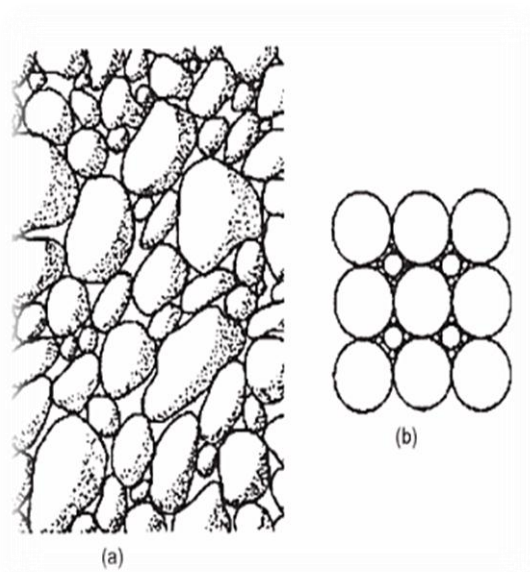


Gráfico 14. Representación del tamaño de grano y forma de una arena.

Fuente: Petrofísica, Djebbar Tiab

- **Grado de cementación o consolidación.** Cemento que une los granos y que se forma posterior a la depositación ya sea por dilución de los mismos granos o por transporte. Son cementos: carbonato de calcio, carbonato de magnesio, carbonato de hierro, limonita, hematita, dolomita de sulfato de calcio, arcillas, y combinación de estos. Las areniscas altamente cementadas presentan bajas porosidades.
- **Geometría y distribución de granos.** Se debe a la uniformidad o clasificación de los granos. Dicha clasificación depende, a su vez, de la distribución del tamaño del

material, tipo de depositación, características actuales y duración del proceso sedimentario. Cuando los granos son más redondeados proporcionan más homogeneidad al sistema y por ende la porosidad será mayor.

Porosidad Absoluta (Φ_a)

Es aquella porosidad que considera el volumen poroso de la roca esté o no interconectado. Esta propiedad es la que normalmente miden los porosímetros comerciales. Una roca puede tener una porosidad absoluta considerable y no tener conductividad de fluidos debido a la carencia de interconexión poral.

Porosidad Efectiva (Φ_e)

Es la relación del volumen poroso interconectado con el volumen bruto de roca. Esta porosidad es una indicación de la habilidad de la roca para conducir fluidos, sin embargo esta porosidad no mide la capacidad de flujo de una roca. La porosidad efectiva es afectada por un número de factores litológicos como tipo, contenido e hidratación de arcillas presentes en la roca entre otros.

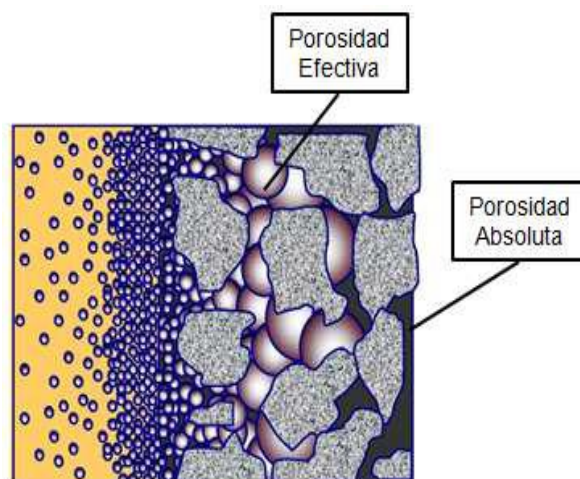


Gráfico 15. Representación de la porosidad efectiva y absoluta de una roca
Fuente: www.scrib.com

Porosidad Primaria o Matricial

Es la porosidad que originalmente tiene la roca producto de la depositación y compactación de los sedimentos.

Porosidad de Fractura

Son aperturas en la roca producto de fallamiento estructural de las rocas del yacimiento debido a tensión originada por actividades tectónicas tales como doblamiento y falla. Esta incluye juntas, fisuras, y fracturas.

Porosidad Secundaria

Es la porosidad producida por fenómenos tectónicos, fracturación que son los resultados de fenómenos posteriores a la formación de la roca o también por efectos de acción química como la dolomitización y la disolución.

PORCENTAJE	POROSIDAD
0.5% - 5%	Descartable
5% - 10%	Pobre
10% - 15%	Regular
15% - 20%	Buena
> 20%	Muy buena

Tabla 4. Clasificación de la porosidad

Fuente: Geología del petróleo de Levorsen

Elaborado por: Santiago Cordero

Medición de la Porosidad

La porosidad se la puede medir de dos formas que son:

- **Métodos Directos.-** Las medidas de porosidad se lo hacen en laboratorio con una muestra obtenido del reservorio que ha sido extraída de los pozos de desarrollo.
- **Métodos Indirectos.-** Se los obtiene de los registros eléctricos como pueden ser el sísmico y los nucleares (densidad, neutrónico, resistividad, etc.)

Cualitativamente se pueden determinar rocas porosas durante la perforación de los pozos a través de los siguientes mecanismos:

1. Observando el tiempo de penetración de la roca, ya que cuando hay una aumento brusco en la velocidad generalmente se pasa de una roca no porosa a una porosa.
2. La pérdida de lodo de perforación durante el tiempo de perforación es otro indicio de porosidad o de permeabilidad.
3. Variaciones de salinidad del lodo de perforación.
4. Mala recuperación de los testigos o cores.
5. Del análisis de los ripios de perforación que son partículas obtenidas en la superficie y que son producto de la selección durante el avance de la perforación.

PERMEABILIDAD (K)

Es la propiedad del medio poroso que mide la capacidad y habilidad de la formación para transmitir fluidos. La permeabilidad se ve afectada por los siguientes factores:

- Tamaño, forma, composición y orientación de los granos que influyen en la geometría del poro
- Grado de cementación y Arcillosidad
- Presencia de fracturas y fisuras.

Darcy desarrollo una ecuación de flujo de fluidos en medios porosos para poder calcular la permeabilidad:

$$v = -\frac{k}{u} \frac{dp}{dl}$$

Dónde:

v: velocidad aparente del fluido, cm/seg

k: constante de proporcionalidad o permeabilidad, Darcys

μ: viscosidad del fluido, cp

dp/dl: caída de presión por unidad de longitud, atm/cm

La velocidad (v) en la ecuación no es la velocidad real del fluido. Se determina dividiendo la tasa de flujo para el área de la sección transversal por donde fluye el fluido.

Substituyendo esto es la ecuación anterior,

$$q = -\frac{k A}{u} \frac{dp}{dl}$$

q: tasa de flujo a través del medio poroso, cm³/seg

A: área de la sección transversal, cm²

dp/dl: caída de presión por unidad de longitud, atm/cm

μ: viscosidad del fluido, cp

k: constante de proporcionalidad o permeabilidad, Darcy

MILIDARCYS (md)	PERMEABILIDAD
< 1.0	Mala
1.0 – 10	Regular
10 - 100	Buena
100 – 1000	Muy Buena

Tabla 5. Clasificación de la permeabilidad

Fuente: Geología del petróleo de Levorsen

Elaborado por: Santiago Cordero

Permeabilidad Horizontal O Paralela (K_h)

Por lo general se mide la permeabilidad en forma paralela a los planos de estratificación de la roca reservorio. A lo largo de esta permeabilidad horizontal o lateral se encuentra la principal línea de paso de los fluidos que se desplazan hacia el pozo.

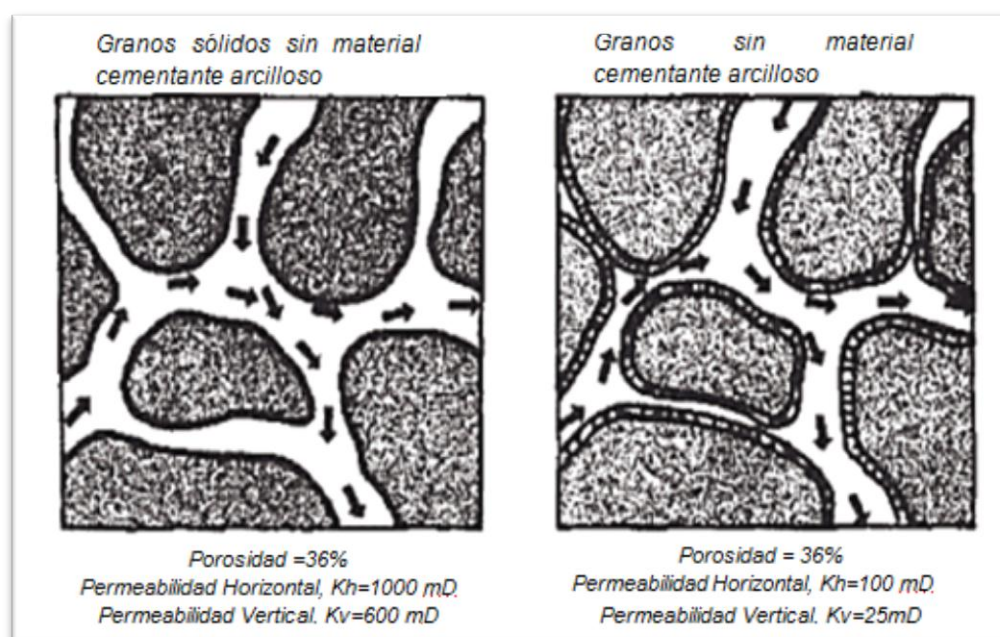


Gráfico 16. Representación de la permeabilidad horizontal y vertical de una roca

Fuente: Geología del petróleo de Levorsen

Permeabilidad Transversal O Vertical (K_v)

La permeabilidad transversal a los planos de estratificación, se la denomina permeabilidad vertical, también es medida y, por lo general, es inferior a la permeabilidad horizontal.

Una permeabilidad vertical elevada puede permitir que se desvíe y canalice a través de la roca el agua de abajo o el gas de arriba, modificando de ese modo las saturaciones relativas del pozo y afectando negativamente la productividad del pozo.

La razón de que la permeabilidad horizontal sea más elevada que la permeabilidad vertical se encuentra en gran medida en la distribución y el empaquetamiento de los granos de roca en el curso de la deposición.

Permeabilidad Absoluta (K)

Es la permeabilidad medida cuando existe una sola fase en el medio poroso que lo satura al 100%.

Permeabilidad Efectiva (K_e)

Es la permeabilidad medida a un fluido cuando el medio poroso se encuentra saturado por dos o más fluidos. La permeabilidad efectiva es función de la saturación de fluidos y es siempre menor que la permeabilidad absoluta.

Permeabilidad Relativa (K_r)

Es la relación entre la permeabilidad efectiva y la permeabilidad absoluta. Se calcula con la siguiente ecuación:

$$K_r = \frac{K_e}{K}$$

La permeabilidad absoluta de una muestra de roca es un valor único. Por el contrario, la permeabilidad relativa a las diferentes fases líquidas constituye un conjunto de valores que depende de la saturación de fluidos, como se ilustra en el siguiente gráfico.

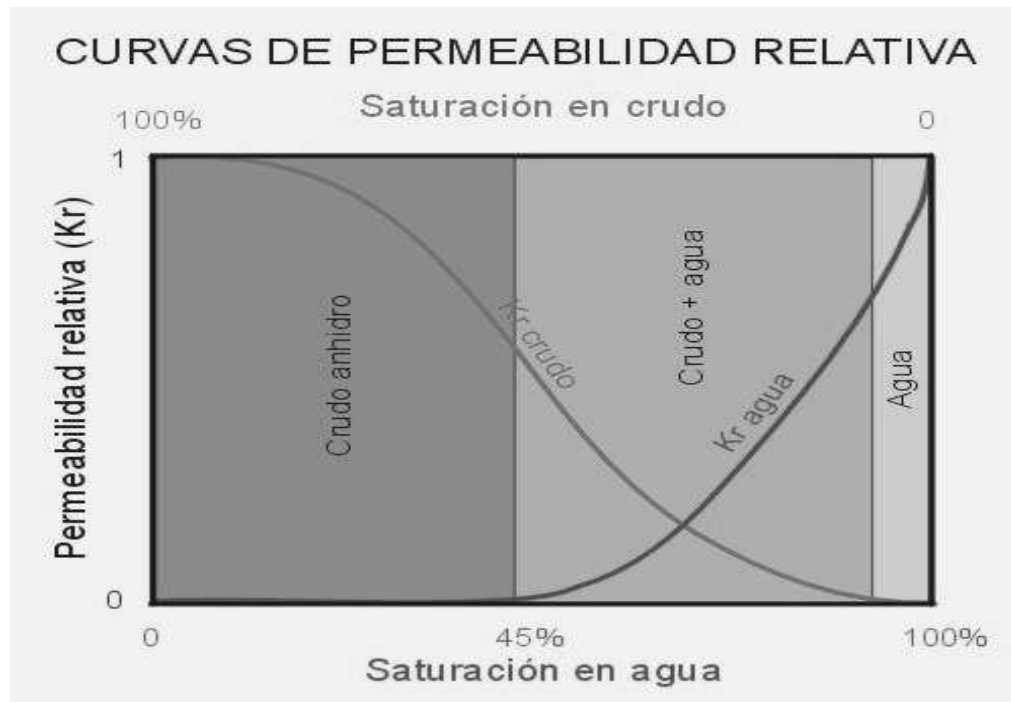


Gráfico 17. Curvas de permeabilidad relativa

Fuente: Geología del petróleo de Levorsen

Factores que Afectan la Permeabilidad

La permeabilidad en un yacimiento al igual que la porosidad, se encuentra afectada por diversos factores entre los que podemos citar los siguientes:

➤ Presión de sobrecarga:

A medida que aumenta la profundidad y con ello el número de capas o estratos de roca involucrados, el peso o fuerza que ejercen dichas capas suprayacentes sobre sus inferiores inmediatas va en aumento, lo que origina una compresión “extra” del cuerpo de roca originándose así, una reducción del espacio poroso y por consiguiente los canales de comunicación existentes entre dichos poros lo que disminuye los valores de permeabilidad del cuerpo de roca. Sin embargo cuando la presión de dichas capas sobre el cuerpo de roca sobrepasa la presión de fractura del mismo, se puede originar un aumento de la permeabilidad por fracturas en la formación, es decir, la aparición de nuevos canales de flujo en la estructura del yacimiento debido a la inmensa presión ejercida por los estratos superiores y reflejada en un sistema de fracturas naturales en la estructura, aumenta de manera considerable los canales abiertos al flujo y establece nuevas comunicaciones entre espacios porosos anteriormente aislados, lo que conlleva al aumento de la permeabilidad del yacimiento.

➤ **Material cementante:**

El término “cemento”, hace referencia al material capaz y responsable de unir cada uno de los granos que conforman un cuerpo sólido de roca y mantener su grado de compactación. Este material puede ser transportado en solución cuando los sedimentos ya estaban depositados, otras veces es producto de la disolución de los mismos sedimentos, o bien puede ocurrir que este material sea incluido mecánicamente entre los poros de la roca.

Los materiales cementantes más comunes son el Sílice y el Carbonato de Calcio para los dos primeros casos, y la arcilla en el último. Así pues, podemos inferir que en la medida que el material cementante sea más fuerte, eficiente y ocupe el mayor espacio intergranular posible (yacimientos consolidados), en esa misma medida disminuyen el número de canales libres para el flujo dentro de la estructura rocosa, y por consiguiente los valores de permeabilidad son menores. En conclusión a mayor grado de consolidación del yacimiento, menor serán los valores de permeabilidad del mismo.

➤ **Tipo de empaque:**

Este factor se refiere a la forma en que se han acomodado los granos que conforman el cuerpo de roca al momento de depositarse. A través de diversos estudios se ha logrado clasificar estos arreglos en cuatro tipos, suponiendo un sistema idealizado que asume granos perfectamente esféricos y de igual diámetro.

De esta manera se puede decir, que el efecto del tipo de empaque sobre la permeabilidad es análogo al efecto de la misma propiedad sobre la porosidad de un cuerpo de roca, así pues, aquellos tipos de empaque con valores más altos de porosidad tendrán, de forma paralela, los valores más altos de permeabilidad y viceversa.

➤ **Geometría y Distribución de los granos:**

Se conoce que la geometría que desarrolla cada grano al ser arrastrado y posteriormente depositado afecta directamente los valores de porosidad y permeabilidad del cuerpo de roca al cual pasa a formar parte. Una geometría más cercana a la esfericidad ideal de un grano de roca y una distribución uniforme de los mismos, serían responsables de valores de porosidad más altos y de la presencia de canales de flujo menos tortuosos y en proporciones mayores, ya que el espacio libre entre granos de éste tipo es mayor al existente entre granos irregulares agrupados de forma desordenada.

De esta manera se puede inferir que la permeabilidad de un cuerpo de roca será mayor en aquellos casos donde los granos se encuentren más redondeados y distribuidos de la manera más uniforme posible.

➤ **Presencia de partículas finas de arcilla:**

La presencia de finos granos de arcilla afecta de manera considerable los valores de permeabilidad de un cuerpo de roca, ya que este tipo de granos es capaz de taponar parcial ó totalmente, los canales que conectan los espacios porosos de la roca destinados para el flujo. De esta manera, a medida que la presencia de granos de arcilla se vuelve crítica en un cuerpo poroso – permeable, la efectividad del flujo en su interior disminuye, es decir, a mayor arcillosidad menor permeabilidad.

Además de los factores citados con anterioridad, resulta indispensable considerar, que los valores de permeabilidad para un cuerpo de roca, también se ven afectados por otros dos no menos importantes, como lo son el deslizamiento en las paredes y la presencia de líquidos reactivos.

Presencia de Líquidos Reactivos:

La presencia de líquidos reactivos dentro de la formación puede generar variaciones de la permeabilidad debido a la reacción de dichos fluidos con la estructura rocosa del yacimiento. A pesar de que el agua se considera un líquido no reactivo, la presencia de arcillas expansivas en muchos yacimientos genera una reacción de éstas con el agua, convirtiéndola así, en unos de los fluidos que se considera más reactivo frente a formaciones arcillosas.

De esta manera las perforaciones con lodos a base de agua, los procesos de inyección de agua, entre otros procesos, son los responsables de una disminución considerable de los valores de permeabilidad en la vecindad de la zona afectada o invadida por el agua. Los líquidos reactivos alteran la geometría interna del medio poroso, bien sea por expansión de las arcillas, disolución del cemento que une los granos ó arrastre de las partículas desprendidas durante el flujo; la salinidad y alcalinidad del agua son factores importantes a considerar al momento de evaluar este efecto sobre las formaciones rocosas.

Reducción de la Permeabilidad Absoluta de la Formación

La reducción de la permeabilidad de la formación debido a sólidos puede ser el resultado de cuatro diferentes fenómenos:

- Taponamiento de los espacios de los poros en la cara de la formación por la torta de lodo durante la perforación.
- Taponamiento de los espacios de los poros más allá del pozo perforado por sólidos que invadieron del lodo de perforación, fluidos de completación o re-acondicionamiento.
- Hinchamiento de arcillas en situ para llenar los espacios de los poros.
- Desalojamiento y migración de finas partículas contenidas entre los espacios de los poros para alojarse en la garganta de los poros.

Formaciones que contiene petróleo usualmente contienen varios tipos de arcilla y otras especies de minerales adheridos a la superficie del poro. Estas especies pueden ser sueltas por fuerzas coloidales o movilizadas por corte hidrodinámico del fluido fluyendo a través del medio poroso. Partículas finas también se pueden generar de la deformación de la roca durante la compresión y dilatación.

RELACIÓN ENTRE LA POROSIDAD Y LA PERMEABILIDAD

Estas dos propiedades de masa de las rocas reservorio están bien relacionadas ya que dependen una de otra para poder constituirse en una roca reservorio productora de hidrocarburos, aunque es difícil determinar esta relación en una forma cuantitativa, pero se tiene claro que si la roca tiene poros intercomunicados entre sí, esta roca es permeable porque permite el paso de los fluidos por estos poros intercomunicado dentro del yacimiento.

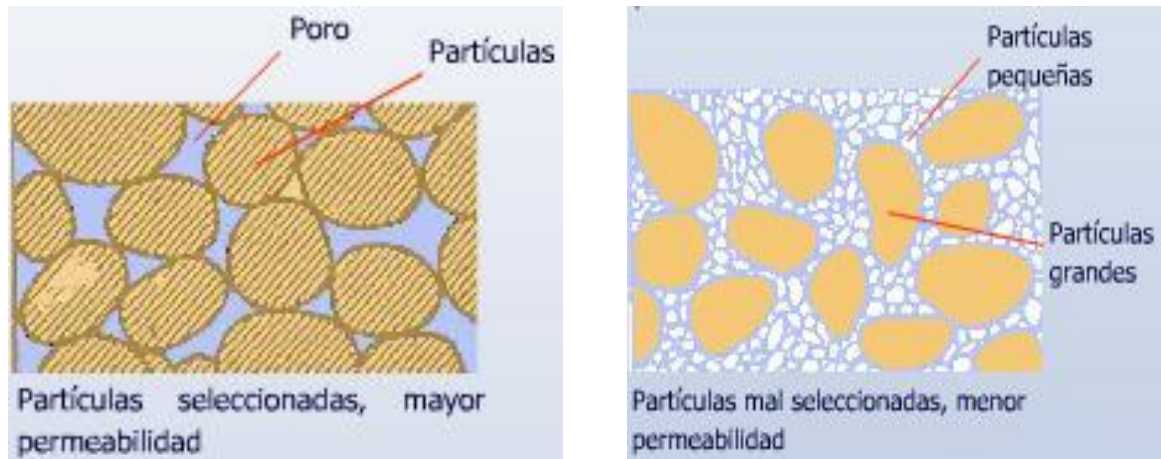


Gráfico 18. Representación de la relación entre la porosidad y permeabilidad

Fuente: Universidad Complutense de Madrid

Para que exista una relación entre estas dos propiedades de la roca esta depende de muchos factores como son: el tamaño y forma de los granos que se depositan, su clasificación, el grado de compactación, la orientación de los granos y el material de la matriz y el material cementador. Ya que existen rocas reservorios que tienen porosidad secundaria producto de la disolución de las calizas las cuales son lixiviadas por las aguas subterráneas y que adquieren una nueva red de cavidades o grandes cavernas que están comunicadas entre sí.

La compactación es un fenómeno que reduce a estas dos propiedades ya que a mayor carga sobre la roca reservorio esta se hace más compacta y por lo tanto hay menor comunicación entre los fluidos.

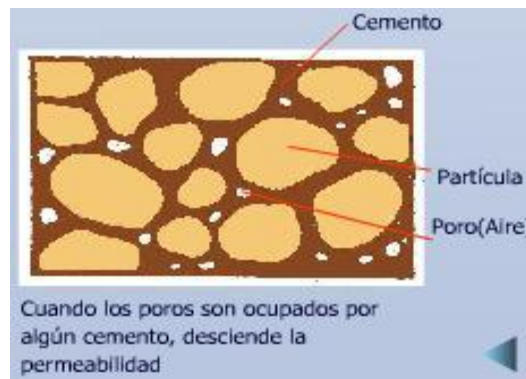


Gráfico 19. Representación de la reducción de la permeabilidad.

Fuente: Universidad Complutense de Madrid

Otro factor que disminuye esta relación es el grado de cimentación de la roca, mientras mayor sea el grado de cimentación de los granos menor es la porosidad y menor la capacidad de flujo de los fluidos.

MOJABILIDAD

La mojabilidad es un término descriptivo usado para indicar si una superficie rocosa tiene la capacidad de ser revestido por una película de petróleo o agua. Los surfactantes pueden absorber en la interfase entre el líquido y la roca; y puede cambiar la carga eléctrica de la roca, alterando la mojabilidad.

En base a la mojabilidad, los fluidos pueden clasificarse en:

- Mojantes: Son aquellos que tienen la mayor tendencia a adherirse a la roca, por lo general es el agua ya que la mayoría de las rocas yacimientos son preferencialmente mojadas por agua.
- No mojantes: Los que no se adhieren a la roca o lo hacen parcialmente.

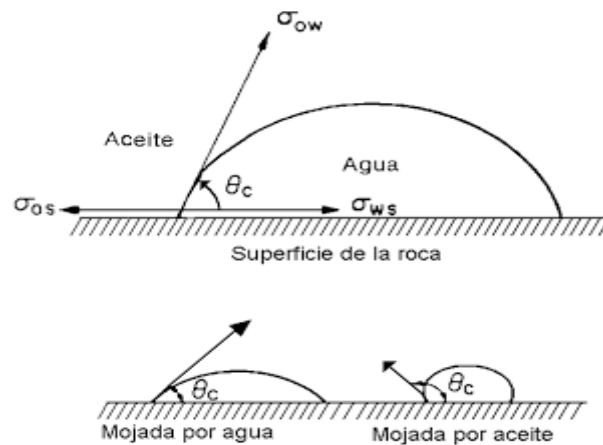


Gráfico 20. Mojabilidad ángulo de contacto.

Fuente: www.lacomunidadpetrolera.com

El estudio de la mojabilidad se hace a través de un ángulo θ denominado ángulo de contacto el cual es definido como el ángulo formado entre la superficie y la línea tangente al punto de contacto entre la gota de líquido con la superficie. Este ángulo depende de la energía superficial del sólido, la energía interfacial y la tensión superficial del líquido.

Cuando θ menor a 90° el fluido es no mojante y mayor a 90° el fluido es mojante. Una tensión de adhesión de cero indica que los fluidos tienen igual afinidad por la superficie. La mojabilidad tiene sólo un significado relativo. Teóricamente, debe ocurrir mojabilidad o no mojabilidad completa cuando el ángulo de contacto es 0° o 180° respectivamente. Sin embargo, un ángulo de cero es obtenido sólo en pocos casos.

Diversos factores pueden ser afectados por la mojabilidad, como lo es:

- La localización y saturación de agua irreducible.
- La distribución de los fluidos en el yacimiento, es decir, localización de petróleo y agua en el espacio poroso.
- El valor y la localización del petróleo residual.
- El mecanismo de desplazamiento.

El hecho de que una roca sea mojabla por petróleo o por agua, incide en numerosos aspectos del desempeño del yacimiento, particularmente en las técnicas de inyección de agua y recuperación mejorada del petróleo. Suponer que una formación es mojabla por agua, cuando en realidad no lo es, puede ocasionar daños irreversibles en el yacimiento.

Medición de la Mojabilidad

Existen diversos métodos para medir la preferencia de mojabilidad de un yacimiento. Las mediciones obtenidas de los núcleos incluyen mediciones de imbibición y de presión capilar por centrifugado. Una prueba de imbibición compara la imbibición espontanea del petróleo y del agua con el cambio de saturación total obtenido mediante un proceso de inundación.

1. **Medición de la mojabilidad en los núcleos:** normalmente se utiliza la prueba de imbibición de Amott-Harvey, en una celda de imbibición contiene una muestra con una saturación S_{wirr} en agua.⁷ El petróleo expulsado se recoge en la parte superior de un tubo graduado.

Una celda similar, invertida, puede medir la imbibición de petróleo, partiendo de S_{or} . En un centrifugador, el tubo graduado se encuentra en un radio mayor que el núcleo para la recolección de agua, y en una configuración opuesta para recoger el petróleo. Las mediciones se ilustran en una curva de presión capilar. La imbibición espontanea de agua oscila entre S_1 que es S_{wirr} , y S_2 con un nivel de presión capilar nulo. El núcleo se inunda con agua o se hace rotar en un centrifugador, desplazándose a lo largo de la curva de presión capilar negativa hasta S_4 . La imbibición espontanea de petróleo oscila entre S_4 y S_3 , luego un proceso de inundación con petróleo lleva la muestra nuevamente a S_1 , asumiendo que no se produjo ningún cambio en la mojabilidad debido al proceso de inundación. El índice de imbibición es la relación entre el cambio de saturación espontanea I_w , y el petróleo, I_o . El índice de Amott-Harvey es $I_w - I_o$.

El índice de mojabilidad USBM utiliza las áreas presentes por debajo de las curvas de presión capilar positiva y negativa. Este índice es el logaritmo de la relación de las áreas.

⁷ Amott E: "Observations Relating to the Wettability of Pours Rock," AIME 216 (1959)

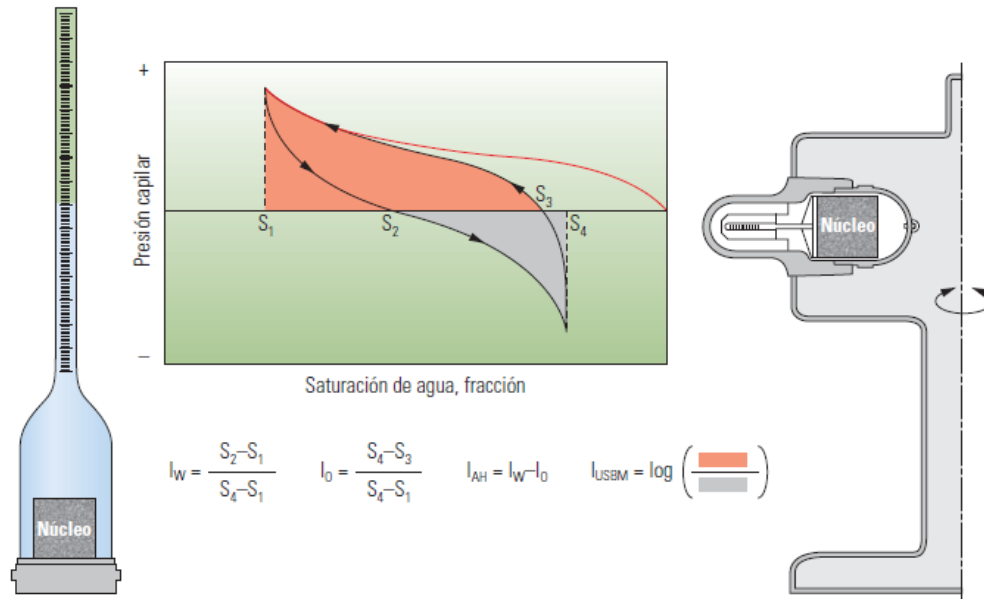


Gráfico 21. Medición de la mojabilidad en núcleos

Fuente: Oilfield Review, Schlumberger

- 2. Medición del ángulo de contacto:** los cristales representativos de las superficies de poros se dejan reposar en salmuera de formación simulada. Después de que una gota de petróleo es atrapada entre los cristales, se deja reposar al sistema nuevamente. Luego se desplaza el cristal inferior. El petróleo se mueve sobre una superficie mojabable por agua, proveyendo un ángulo de contacto correspondiente al retroceso del agua (θ_r).⁸

El agua se desplaza sobre la superficie que se dejó reposar en contacto con el petróleo, proveyendo un ángulo de contacto correspondiente al avance del agua (θ_a).

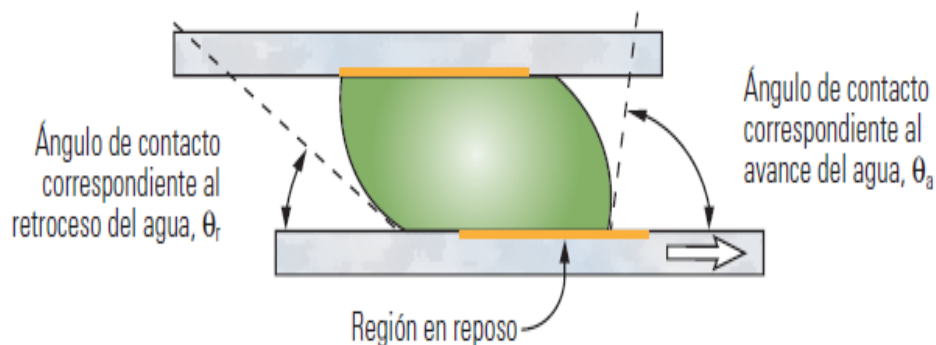


Gráfico 22. Medición del ángulo de contacto

Fuente: Oilfield Review, Schlumberger

⁸ Oil Review Schlumberger (2007), Compression de la Mojabilidad

SATURACIÓN (S)

La saturación es definida como la fracción del volumen poroso ocupado por un fluido en particular (petróleo agua o gas). Esta propiedad se expresa matemáticamente como:

$$S = \frac{\text{Volumen total de fluido}}{\text{Volumen poroso}}$$

De la misma forma si requiere calcular la saturación de un fluido determinado, se lo haría así:

$$S_o = \frac{\text{Volumen total de petroleo}}{\text{Volumen poroso}}$$

$$S_w = \frac{\text{Volumen total de agua}}{\text{Volumen poroso}}$$

$$S_g = \frac{\text{Volumen total de gas}}{\text{Volumen poroso}}$$

La saturación de agua intersticial o connata (S_{wc}), que es la saturación de agua resultado de la formación de la roca, es importante porque reduce el espacio poroso disponible para el almacenamiento de petróleo y gas.

Saturación critica de petróleo (S_{oc})

Es la saturación mínima de petróleo necesaria para que el petróleo fluya. Por debajo de esta saturación el petróleo no fluirá.

Saturación de petróleo residual (S_{or})

Es el volumen de petróleo inmóvil asociado al desplazamiento con agua o gas.

Saturación de petróleo móvil (S_{om})

Es la fracción de volumen poroso ocupada por petróleo móvil. Se define con la siguiente ecuación:

$$S_{om} = 1 - S_{oc} - S_{or}$$

PRESIÓN CAPILAR (P_c)

Se define como presión capilar a la diferencia de presión que existe a través de la interface curva, que separa a dos fluidos inmiscibles, en condiciones de equilibrio.

La presión del fluido no mojannte es mayor que la presión del fluido mojannte y por lo tanto la interface es curva y convexa con respecto al fluido no mojannte. Por consecuencia la presión capilar es la diferencia de presiones de la fase mojannte y la fase no mojannte.

La presión capilar puede ser positiva o negativa o en su caso cero si la interface es plana es decir, no hay interface.

$$P_c = P_{nm} - P_m$$

Donde:

P_c : Presión capilar

P_{nm} : Presión de la fase no mojannte

P_m : presión de la fase mojannte

La evidencia más común de la existencia de los fenómenos capilares, es la que se obtiene al colocar un tubo capilar en un recipiente con agua y ver como el agua sube en el capilar, hasta alcanzar el equilibrio.

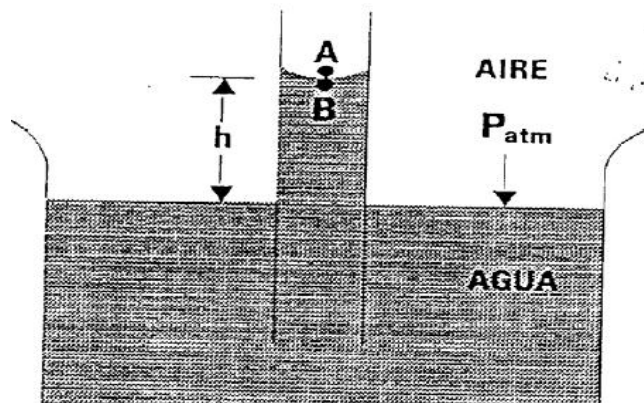


Gráfico 23. Diagrama de Presión Capilar

Fuente: Universidad Nacional Autónoma de México

La columna de agua que sube (o se absorbe) en el capilar es una medida de las fuerzas de superficie en la curva de la interface líquida (entre los puntos A y B), las cuales soportan el peso de esta columna. Si el fluido mojante lo constituye el petróleo en el tubo capilar, se presenta la situación señalada en la figura.

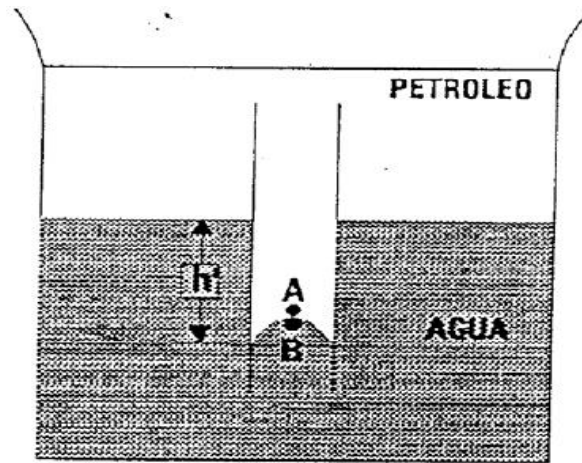


Gráfico 24. Descenso de agua en un capilar, en un sistema agua-petróleo (fase mojante: petróleo).

Fuente: Universidad Nacional Autónoma de México

PRUEBA DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN BUILD UP

La prueba Build UP consiste en tomar datos de presión y realizar el estudio de un yacimiento a través de un pozo que ha sido cerrado temporalmente para tal finalidad.

Uno de los principales objetivos de este análisis es determinar la presión estática del yacimiento sin necesidad de esperar semanas o meses para que la presión del yacimiento se estabilice.

Esta prueba además nos permite conocer algunos parámetros tales como:

- Permeabilidad efectiva del yacimiento
- Efectos de daño alrededor del pozo
- Presencia de fallas
- Algunas interferencias de la producción del pozo.
- Límites del yacimiento, donde no hay un fuerte empuje por agua ó donde el acuífero no es de gran tamaño comparado con el tamaño del yacimiento.

Para la ejecución de la prueba se asumen algunas características entre las cuales podemos encontrar:

1.- Yacimiento:

- Homogéneo
- Isotrópico
- Horizontal o de espesor uniforme

2.-Fluido:

- Se encuentra en una fase simple
- Poco compresible
- Viscosidad constante
- Factor volumétrico de formación constante

3.- Flujo:

- Flujo laminar
- No hay efecto de la gravedad

Para efectuar la prueba, el pozo debe estar produciendo a una tasa constante por cierto tiempo antes del cierre con el fin de establecer una estabilización de la presión en el área de drenaje. Posteriormente se cierra el pozo, generalmente este proceso se efectúa en superficie, y se empieza a tomar el tiempo de cierre y a registrar los valores de presión del pozo, los cuales deben comenzar a aumentar o a restaurarse desde el valor de presión de fondo fluyente, hasta alcanzar un valor de pseudo equilibrio con la presión estática del yacimiento.⁹

Tomando la data de los cambios de presión a través del tiempo de cierre, es posible estimar aplicando principios matemáticos de superposición los parámetros anteriormente enunciados.

En el gráfico siguiente se muestra como debe ser el comportamiento de la curva de la tasa respecto al tiempo antes y después del cierre del pozo, durante una prueba build up:

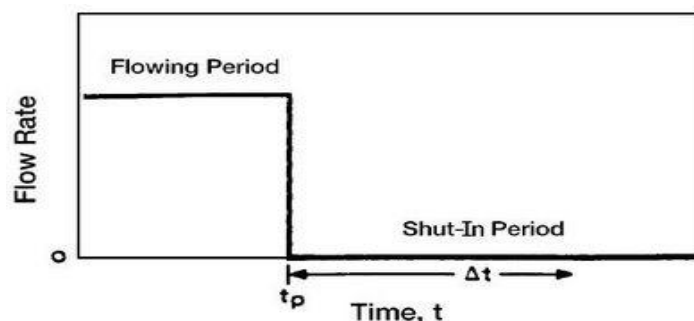


Gráfico 25. Comportamiento de la curva de la tasa respecto al tiempo antes y después del cierre del pozo

Fuente: Ahmed Tarek, *Reservoir Engineering Handbook*

El gráfico siguiente muestra cómo será el cambio de presión de fondo fluyente del pozo con respecto al tiempo

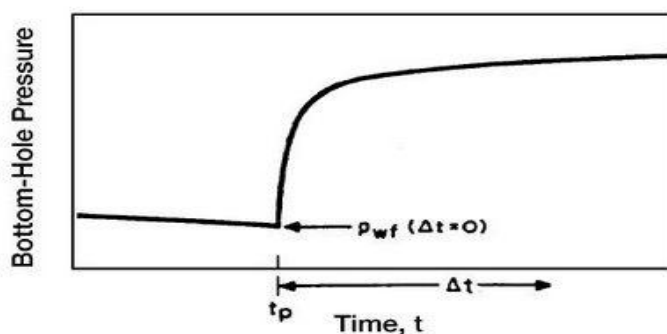


Gráfico 26. Cambio de presión de fondo fluyente del pozo con respecto al tiempo

Fuente: Ahmed Tarek, *Reservoir Engineering Handbook*

⁹ Ahmed Tarek, *Reservoir Engineering Handbook*

La ecuación que nos permite el cálculo de la presión durante la prueba de presión Build up es:

$$P_{ws} = P_i - \frac{162.6 Q_o \mu B_o}{k h} \left[\log \frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right]$$

Dónde:

P_i : presión inicial del reservorio, Psi

P_{ws} : presión de la pared de la formación durante la presión de Build up, Psi

t_p : tiempo de flujo antes de cierre, hr.

Δt : periodo de cierre, hr.

Es importante destacar que B_o es el factor volumétrico del petróleo, μ es la viscosidad del fluido, K la permeabilidad y h el espesor de la arena que drena al pozo.

El parámetro T_p corresponde a:

$$t_p = \frac{N_p}{Q_o}$$

Dónde:

N_p : producción acumulativa antes del cierre, Bbl

Q_o : rata de flujo estable antes del cierre, bbl/d

t_p : tiempo total de producción

La ecuación de P_{ws} (1), puede ser graficada en función de $[(t+\Delta t)/\Delta t]$ y así se obtendrá una recta conocida como la gráfica de Horner, que nos aportará la información necesaria para el cálculo de la presión estática del yacimiento.

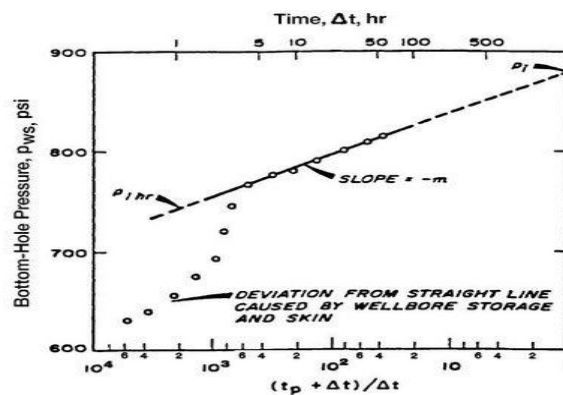


Gráfico 27. Representación para el cálculo de la presión estática del yacimiento

Fuente: Ahmed Tarek, Reservoir Engineering Handbook

Donde sí efectuamos una extrapolación del valor: $[(t+\Delta t)/\Delta t]=1$, obtendremos el valor de la presión para un tiempo de cierre infinito la cual se aproximará al valor de la presión estática del yacimiento, o matemáticamente según la ecuación de Pws, quedará que el valor de la presión de fondo fluente es igual a la presión estática del yacimiento.

Un modelo de los datos obtenidos por medio de la data del Build Up se representa en la siguiente tabla:

Earlougher's Pressure Buildup Data
(Permission to publish by the SPE, copyright SPE, 1977)

Δt (hours)	$t_p + \Delta t$ (hours)	$\frac{(t_p + \Delta t)}{\Delta t}$	P_{ws} (psig)
0.0	—	—	2,761
0.10	310.10	3,101	3,057
0.21	310.21	1,477	3,153
0.31	310.31	1,001	3,234
0.52	310.52	597	3,249
0.63	310.63	493	3,256
0.73	310.73	426	3,260
0.84	310.84	370	3,263
0.94	310.94	331	3,266
1.05	311.05	296	3,267
1.15	311.15	271	3,268
1.36	311.36	229	3,271
1.68	311.68	186	3,274
1.99	311.99	157	3,276
2.51	312.51	125	3,280
3.04	313.04	103	3,283
3.46	313.46	90.6	3,286
4.08	314.08	77.0	3,289
5.03	315.03	62.6	3,293
5.97	315.97	52.9	3,297
6.07	316.07	52.1	3,297
7.01	317.01	45.2	3,300
8.06	318.06	39.5	3,303
9.00	319.00	35.4	3,305

Tabla 6. Modelo de datos de presión de Build Up

Fuente: Ahmed Tarek, Reservoir Engineering Handbook

Similares ecuaciones existen para el cálculo de los otros parámetros que se pueden determinar por medio de ésta prueba, entre lo que se encuentra el factor Skin el cual me da indicios de las condiciones de la formación, si se encuentra dañada ó se encuentra estimulada.

La ecuación siguiente me permite conocer el factor Skin:

$$s = 1.151 \left[\frac{P_{1hr} P_{wf}(\Delta t = 0)}{m} - \log \frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} + 3.23 \right]$$

Dónde:

$P_{wf}(\Delta t = 0)$: presión de flujo de fondo antes del cierre

m: pendiente del diagrama de Horner

k: permeabilidad, md

Donde la P_{1hr} , se obtiene del gráfico de Horner y C_t es la compresibilidad de la formación.

Los valores de S, se pueden tabular y obtener la siguiente información:

- Condición ideal, $S=0$
- Daño en la formación, S mayor que 0
- Estimulación de la formación, S menor que 0

BASE TEÓRICA DE ANÁLISIS DE LABORATORIO

➤ Análisis PVT

Realiza estudios detallados de los fluidos del yacimiento, estos se conducen en fluidos de hidrocarburos representativos del yacimiento adquiridos por muestreo de fondo o por recombinación de muestras de superficie del separador.

Los datos generados por medio de estos servicios son esenciales para la predicción del comportamiento del yacimiento y de la mezcla del producto a través de la vida productiva del yacimiento.

El análisis PVT tiene como objetivo simular correctamente el comportamiento de un yacimiento durante la producción del fluido, desde el yacimiento hasta los separadores, donde es fundamental que la muestra sea representativa del fluido original en el yacimiento.

Entre los objetivos del análisis PVT, se encuentran:

- Determinar ciertos parámetros del yacimiento y condiciones actuales del pozo, para predecir el futuro comportamiento del mismo.
- Permite estimar nuevas reservas y diseñar la completación del pozo más adecuada a las necesidades del mismo.
- Permite saber si existe suficientes hidrocarburos que justifiquen los cortes de perforación de nuevos pozos o desarrollo de nuevos campos

Algunas pruebas que se realizan en el análisis PVT son las siguientes:

1. *Las Pruebas de Desplazamiento Diferencial:* simulan el proceso de reducción de la presión que ocurre durante la producción y predice los cambios en las propiedades del fluido asociadas a la evolución del gas en el aceite o de la condensación de líquidos en un sistema rico en gas.

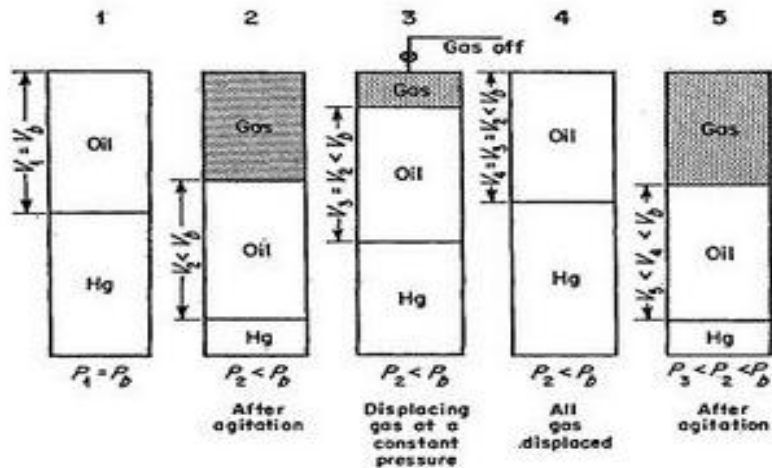


Gráfico 28. Diagrama de desplazamiento diferencial

Fuente: La comunidad petrolera

$$P_1 > P_2 > P_3$$

Este proceso se puede resumir en tres pasos:

- La presión inicial del petróleo es mayor o igual a la presión de burbujeo (presión en la cual la mezcla de hidrocarburos en fase líquida está en equilibrio con una cantidad infinitesimal de gas, burbuja), para que se pueda liberar gas.
 - Se disminuye la presión causando la liberación de gas, luego éste gas es removido de la celda manteniendo la presión constante.
 - Se repite el procedimiento hasta alcanzar la presión atmosférica.
2. *Las Pruebas de Relación Presión-Volumen:* documentan los cambios volumétricos al sistema de fluido a medida que la presión del yacimiento declina durante la producción.
 3. *Las Pruebas de Viscosidad de Aceite Vivo:* evalúan los efectos sobre la viscosidad del fluido por encima y por debajo de la presión de saturación del sistema de hidrocarburos para predecir cualquier declinación en las tasas de producción.
 4. *Las Pruebas de Liberación Instantánea del Separador:* se conducen para evaluar cambios en la mezcla del producto que resulta de cambios en las condiciones del equipo de procesamiento de superficie para permitir la optimización del valor económico de los hidrocarburos producidos

➤ Análisis SARA

Separación del petróleo crudo en Saturados, Aromáticos, Resinas y Asfaltenos (SARA). En el fraccionamiento SARA, los asfaltenos se separan de los otros componentes de los hidrocarburos mediante el agregado de un n-alcano, tal como n-heptano o propano.

Los componentes remanentes, denominados maltenos, son fraccionados en forma sucesiva haciendo pasar la mezcla a través de una columna. Cada componente es removido de la columna mediante lavado con diversos solventes.

Los hidrocarburos saturados son removidos mediante lavado con n-alcano. Saturado significa que la molécula contiene el número máximo de átomos de hidrogeno posibles, con enlaces dobles o triples entre los átomos de carbono e hidrogeno.

Los saturados también se denominan alcano. La más simple de esas moléculas es el metano (CH_4). Los aromáticos incorporan uno o más anillos de seis átomos de carbono y seis átomos de hidrogeno. El aromático más simple es el benceno (C_6H_6). Las resinas son una clase de solubilidad, y se asemejan un tanto a los asfaltenos.

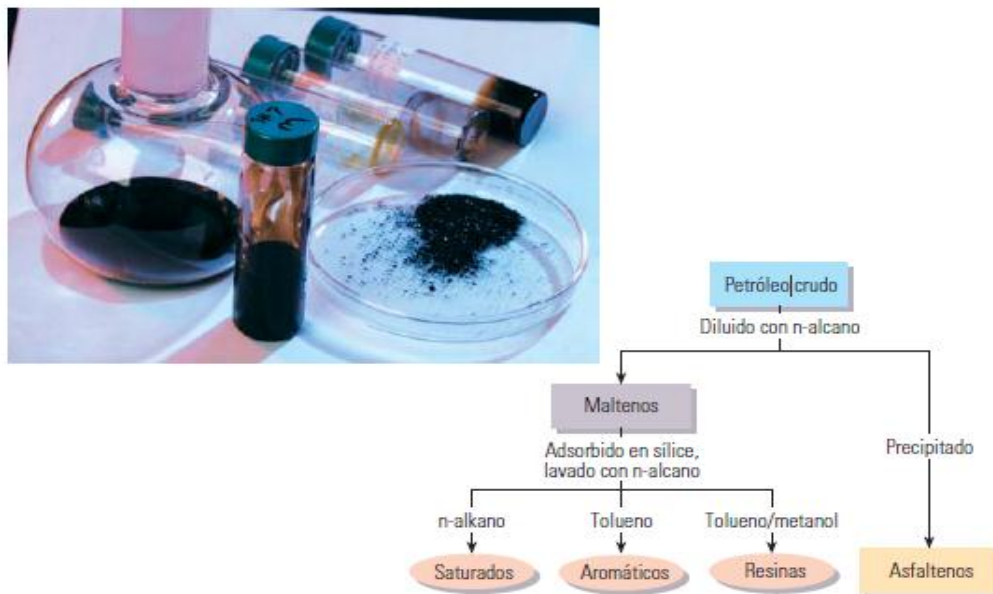


Gráfico 29. Esquema del análisis SARA

Fuente: Oilfield Review, Schlumberger

La ventaja del método SARA es que se trata de un procedimiento simple, que puede ser llevado a cabo en muchos laboratorios. No obstante, el análisis SARA también plantea numerosas desventajas, que se ponen de manifiesto cuando se utiliza con fines ajenos a su objetivo original.

En primer lugar, el petróleo muerto carece de los componentes gaseosos que están disueltos en los petróleos vivos y, por ende, los resultados no son representativos de la forma en que actuaría el petróleo bajo condiciones de yacimiento.

Aunque el método SARA constituye un primer paso razonable para categorizar los crudos muertos, provee una caracterización insuficiente tanto para las necesidades de refinación del petróleo como para los problemas del sector de exploración y producción, donde se necesitan las propiedades de los petróleos vivos (Petróleo que contiene gas disuelto en solución que puede ser liberado de la solución en condiciones de superficie. El petróleo vivo debe ser manipulado y bombeado bajo condiciones controladas estrictamente para evitar el riesgo de explosión o incendio).

Además los métodos de laboratorio difieren considerablemente y la solubilidad de los asfaltenos varía con el tipo de n-alcano utilizado para precipitarlos. Esto significa que un mismo petróleo podría tener dos o más resultados SARA, dependiendo del precipitante utilizado.

➤ **Análisis de Núcleos (CORES)**

Se utilizan para la caracterización del yacimiento, para permitir mejores predicciones de la explotación del yacimiento a partir de muestras de núcleo, para evaluar cualquier efecto perjudicial al exponer el yacimiento a fluidos extraños y para evitar o eliminar problemas de producción.

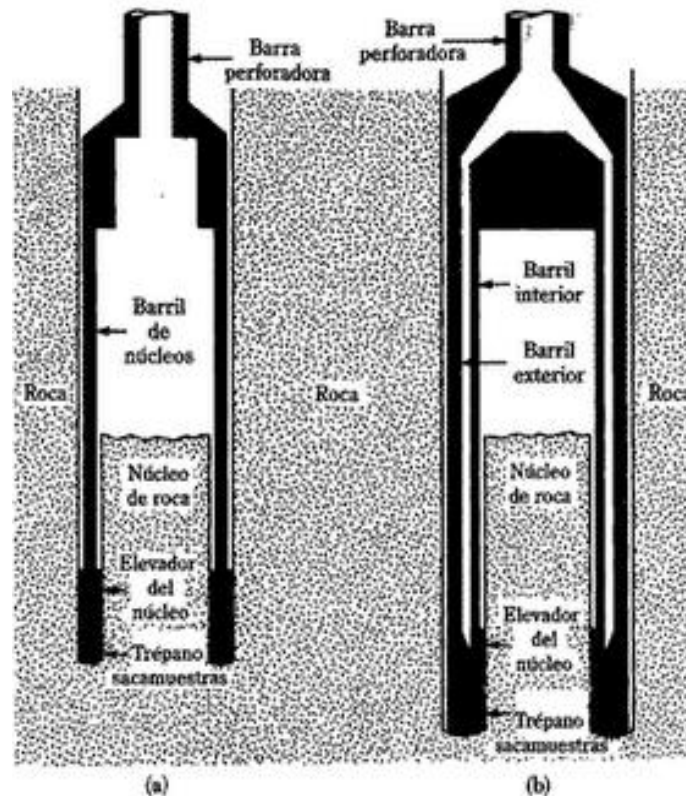


Gráfico 30. Extractor de rocas; (a) barril extractor de tubo simple, (b) barril extractor de tubo doble

Fuente: www.scrib.com

A partir del análisis de los núcleos, se tienen un conjunto de datos muy valiosos para los diferentes especialistas relacionados con la ingeniería petrolera, geólogos ingenieros de perforación e ingenieros de yacimientos.

Los geólogos y los ingenieros de yacimientos obtienen información sobre:

- Litología.
- Porosidad.
- Permeabilidad.
- Saturación aceite-gas y agua.
- Interfaces aceite-agua, gas-aceite.
- Rumbo y echado de las capas.

Para los ingenieros de perforación, la mecánica de la roca proporciona información más detallada a considerar en los futuros proyectos de perforación. Algunas pruebas que se realizan en los núcleos son las siguientes:

1. *La Porosimetría por Inyección de Mercurio*: proporciona una excelente evaluación cualitativa de la estructura de la garganta de poro de la formación para documentar cambios en las unidades litológicas o de flujo de producción dentro de un yacimiento.¹⁰



Gráfico 31. Equipo de Intrusión-Extrusión de mercurio Fisons Pascal 140 y Pascal 240
Fuente: www.scrib.com

2. *Las Mediciones de Presión Capilar*: conducidas por plato poroso o por ultra centrífuga caliente, proporcionan las curvas de presión capilar de Aire/Salmuera o Aceite/Salmuera para la evaluación de las saturaciones de hidrocarburo del yacimiento.
3. *La Evaluación de Mojabilidad*: Efectivamente diferencia entre mojabilidades mixtas y neutrales además de condiciones básicas de mojabilidad al agua y al aceite.

Los Parámetros de la Resistividad de la Formación: son únicos para un yacimiento específico y necesitan ser medidos en muestras de núcleo del yacimiento para permitir la evaluación exacta de los registros eléctricos de fondo para la determinación de la saturación de agua.

4. *Los Parámetros de Permeabilidad Relativa*: medidos a condiciones de presión y temperatura del yacimiento, son esenciales para que las simulaciones del yacimiento predigan reservas recuperables y evalúen el impacto económico de la inyección de agua u otros proyectos de recobro mejorado.

¹⁰ <http://es.scribd.com/doc/86917801/POROSIMETRIA-MERCURIO>

5. *Las Pruebas de Recuperación de la Permeabilidad Líquida:* proporcionan la evaluación más exacta de cualquier efecto perjudicial al exponer un yacimiento a fluidos extraños tales como lodo de perforación, fluidos de completamiento o workover o agua para implementar la inyección de agua.
6. *Las Pruebas de Pérdida de Lodo de Perforación:* proporcionan una evaluación exacta del control de pérdida y del daño de la formación en sistemas de lodo propuestos para aplicaciones de perforación horizontal.

Factores que afectan los núcleos.

Existen dos factores básicos que afectan los núcleos, estos son:

1. El lavado de la roca por medio de los fluidos que penetran durante la perforación.

Durante la perforación, existe problema dado por la penetración en la roca. Esto provoca un desplazamiento de los fluidos originales (reducción del contenido de hidrocarburos e incremento del contenido de agua), lo que afecta agregando fluidos diferentes a los originales.

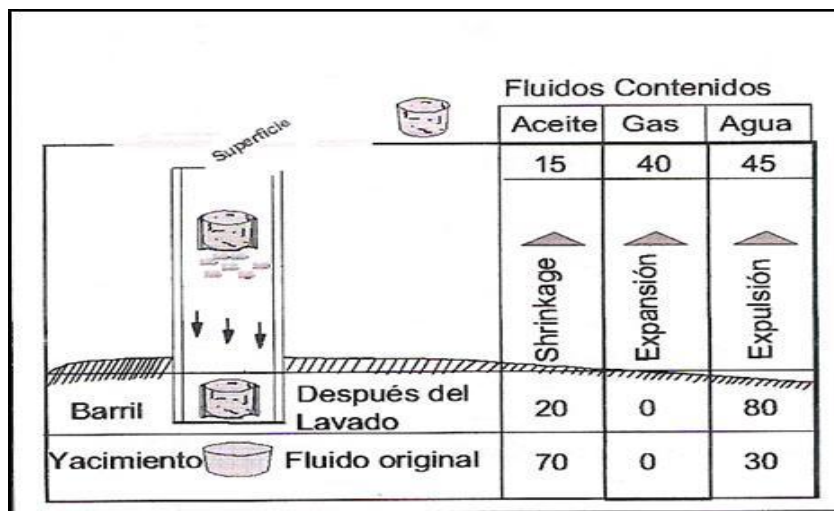


Gráfico 32. Representación de factores que afectan los núcleos

Fuente: www.scrib.com

2. Los cambios de presión y temperatura instantáneos, a los que son expuestos.

La presión y la temperatura son cambiadas bruscamente provocando un efecto durante la medición de la permeabilidad, porosidad y resistividad de la formación, el factor de cementación y el exponente de saturación.

➤ **Difracción de Rayos X**

La difracción de rayos X es un método instrumental particularmente útil en el análisis de material cristalino de grano muy fino (Hardy y Tucker, 1991).

Existe una variedad de aplicaciones para caracterizar los componentes de los sedimentos. Entre ellas se puede mencionar el análisis de roca total (donde es posible no detectar la presencia de minerales que están en muy baja proporción y que pueden encontrarse debajo del límite de detección para ese mineral).

También se puede realizar el análisis de la fracción arcillosa presente en la roca total, determinar el grado de cristalinidad en illitas (Eberl, 1993; Ma et al., 1992); al igual que el contenido de Fe y Mg en cloritas.

Cuando la cantidad de illita lo permite, se estima la permeabilidad (K) presente en la estructura de la mica. Cada determinación tiene siempre un objetivo específico.

Como parte de la caracterización geológica de los núcleos únicamente se analiza la fracción arcillosa de los mismos. La preparación de muestras se lleva a cabo de acuerdo con el procedimiento P-UG-007 de la Gerencia de Geotermia.

El análisis mineralógico de la fracción arcillosa se lleva a cabo en un difractómetro Siemens D500 con radiación filtrada de cobre. La identificación de minerales se realiza por medio del archivo de identificación (Power diffraction file of International Centre for Diffraction Data, 1980).

MECANISMOS DE PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS

Un yacimiento puede desarrollar distintos mecanismos de agotamiento de su energía natural al momento de desplazar petróleo hacia los pozos productores.

Estos mecanismos son: Empuje Hidráulico, Empuje por gas en solución, Empuje por capa de gas, Expansión de la roca y los fluidos, Drenaje por gravedad y una combinación de los anteriores.

➤ Empuje Hidráulico:

Este mecanismo se produce cuando por disminución de la presión se origina una expansión de un acuífero adyacente al yacimiento. Este empuje puede ser activo o parcial, según se haga el reemplazo volumétrico de fluidos del acuífero al yacimiento; y lateral o de fondo, según la posición del acuífero en la estructura del yacimiento.

El agua en un acuífero está comprimida, pero a medida que la presión del yacimiento se reduce debido a la producción de petróleo, se expande y crea una invasión natural de agua en el límite yacimiento-acuífero.

La energía del yacimiento también aumenta por la compresibilidad de la roca en el acuífero; cuando éste es muy grande y contiene suficiente energía, todo el yacimiento puede ser invadido por agua. Tal y como se observa (Gráfico 33), en algunos yacimientos de Empuje Hidráulico se pueden obtener eficiencias de recobro entre un 30% y 50% del petróleo original in situ (POES).

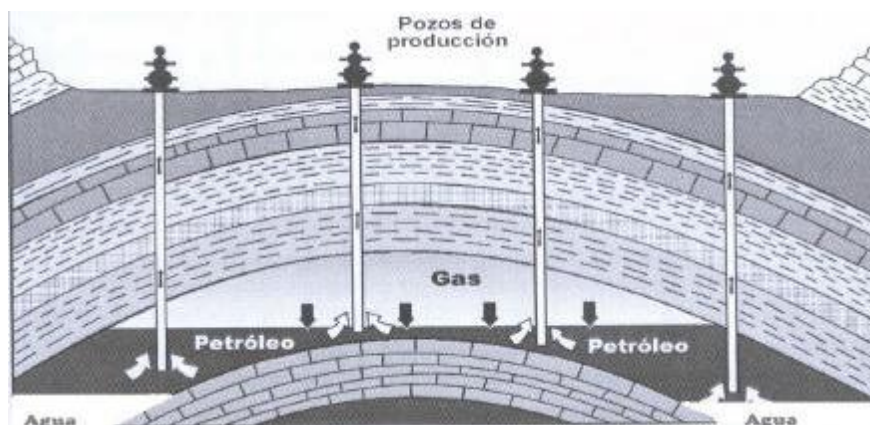


Gráfico 33. Yacimiento con Empuje Hidráulico

Fuente: www.scrib.com

➤ **Empuje por Gas en Solución:**

Las condiciones de presión y temperatura en este tipo de yacimientos ($P < P_b$, yacimiento saturado), hacen que los componentes livianos de los hidrocarburos pasen a la fase gaseosa y se mantengan en la zona de hidrocarburos líquidos, lo cual produce el empuje por gas en solución.

Este es el mecanismo de producción más corriente y generalmente contribuye a la producción de la gran mayoría de los yacimientos. Un yacimiento de empuje por gas en solución o gas disuelto, es aquel cuya fuente de energía para producir el petróleo desde la formación es la expansión volumétrica del gas disuelto en el petróleo, gas que se libera a medida que la presión del yacimiento declina.

El yacimiento consiste de una zona de petróleo cuyo volumen permanece constante y cuya característica general es una trampa estratigráfica sin capa de gas, sin mesa de agua e insuficiente variación estructural para influenciar el recobro.

Los recobros que se logran son bajos, en el orden de un 10 a 30% del POES, debido a que el gas en el yacimiento es más que la fase de petróleo (Gráfico 34). A medida que la presión declina, el gas fluye a una tasa más rápida que la del petróleo provocando un rápido agotamiento de la energía del yacimiento, lo cual se nota en el incremento de las relaciones gas-petróleo (RGP) del campo.

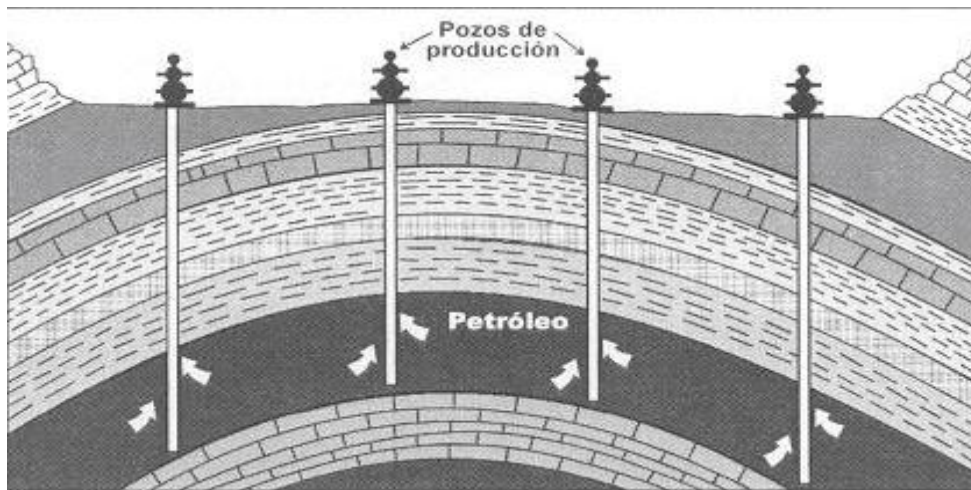


Gráfico 34. Yacimiento con Empuje por Gas en Solución

Fuente: www.scrib.com

➤ **Empuje por Capa de Gas:**

Este mecanismo se encuentra solo en yacimientos saturados cuyos fluidos no se encuentran uniformemente distribuidos. Bajo estas condiciones existirá una capa de gas en el tope del yacimiento, tal y como se observa (Gráfico 35), la cual originará un desplazamiento del petróleo hacia los pozos productores.

El empuje por capa de gas resulta de la reducción de presión debida a la producción de fluidos y para que sea importante se necesita una capa original de gas grande formada por segregación gravitacional, tal y como se observa (Gráfico 35), la cual para ser efectiva requiere un yacimiento con alta permeabilidad vertical, espesor considerable o apreciable buzamiento.

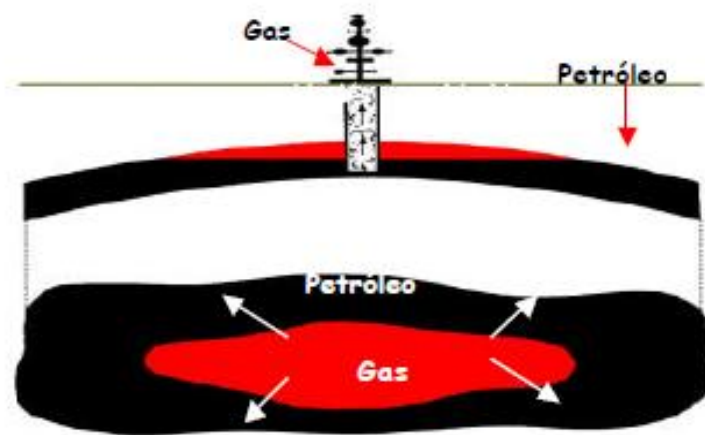


Gráfico 35. Diagrama de empuje por capa de gas
Fuente: www.scrib.com

➤ **Expansión de la roca y los fluidos:**

Un petróleo crudo es subsaturado cuando contiene menos gas que el requerido para saturar el petróleo a la presión y temperatura del yacimiento. Cuando el petróleo es altamente subsaturado, mucha de la energía del yacimiento se almacena por la compresibilidad de la roca y de los fluidos; como consecuencia, la presión declina rápidamente a medida que se extraen los fluidos hasta que se alcanza la presión de burbujeo; entonces el empuje por gas en solución se transforma en la fuente de energía para el desplazamiento de los fluidos.

Un yacimiento subsaturado se puede identificar por los datos de presión del yacimiento, realizando un análisis de los fluidos del yacimiento o mediante un comportamiento PVT.



Gráfico 36. Compresibilidad de la roca y fluidos

Fuente: www.lacomunidadpetrolera.com

DAÑO DE FORMACIÓN

Cuando la roca reservorio ha sido dañada por causas artificiales se dice que existe un daño en la formación, o dicho de otro modo, que el pozo está dañado.

Se define como daño de formación al cambio de permeabilidad (K) y porosidad (ϕ) en las zonas aledañas al pozo, existiendo una zona dañada, que en la bibliografía se la conoce como piel (“SKIN”), que puede tener unos pocos milímetros hasta varios centímetros de profundidad.

El daño de formación (skin) es una variable adimensional y compuesta. En general cualquier fenómeno que cause distorsión de las líneas de flujo de su patrón perfectamente normal al pozo, o una restricción física al flujo (que puede verse como una distorsión a escala de garganta de poro), resultará en un valor positivo de daño.

El factor “Skin” es positivo en los siguientes casos:

- En un pozo de gas cuando la RLG > 100 BI/MMPC.
- En un pozo de petróleo cuando la RGP > 1000 PCN/BI.
- Si hay producción de tres fases.
- Cuando $P_r - P_{wf} > 1000$ psi.
- Cuando hay altas tasas de flujo $Q/h > 20$ BPD/ft
- Cuando se cañonea con un rango menor de 4 TPP.
- $P_r > P_b$ y $P_{wf} < P_b$ (separación de gas en la parte aledaña del pozo).

Análisis Cuantitativo Del Daño De Formación

El daño de formación se mide mediante un coeficiente denotado por “S” que se denomina severidad. Este daño puede tener diversos valores, que pueden llegar a ser muy grandes.

Se define como radio equivalente:

$$r'_w = r_w \cdot e^{-S}$$

De esta forma, con el radio equivalente se calcula el índice de productividad IP:

$$IP = \frac{k \cdot h}{\alpha_r \cdot B_0 \cdot \mu \cdot \ln(r_e/r'_w)} = \frac{Q}{P_e - P_{wf}}$$

Dónde:

K: Permeabilidad

h: Espesor de la capa o nivel

α_r : Coeficiente de unidades

B_o : Factor volumétrico del petróleo

μ : Viscosidad absoluta

r_e : Radio de drenaje

r'_w : Radio equivalente del pozo

r_w : Radio del pozo perforado

Q: Caudal de producción

P_e : Presión estática de la formación

P_{wf} : Presión dinámica de la formación

S: Daño total de la formación

Se sabe que el daño afecta solo a una zona en las inmediaciones del pozo, que no está muy bien definida, en la cual la permeabilidad se va afectada. Esta zona se la denomina piel (skin) y tiene un radio medido desde el centro del pozo que puede ser estimado mediante perfiles como el microlaterolog o el perfil de proximidad.

El daño de la formación se determina mediante ensayos, pero de no tener los datos precisos puede ser estimado mediante la relación de permeabilidades y radios del skin y la formación.

$$S = \left(\frac{k}{k_{skin}} - 1 \right) \cdot \ln \left(\frac{r_{skin}}{r_w} \right)$$

Dónde:

K: Permeabilidad media de la formación productiva.

K_{skin} : Permeabilidad media de la zona afectada por el daño (skin).

r_{skin} : Radio desde el centro del pozo al borde externo del skin.

r_w : Radio del pozo.

De aquí se puede observar que:

- a) Si $K_{skin} < K$, $S > 0$, el pozo tiene daño.
- b) Si $K_{skin} = K$, $S = 0$, el pozo no tiene daño.
- c) Si $K_{skin} > K$, $S < 0$, el pozo fue estimulado.

A continuación la siguiente tabla muestra los valores de daño que se producen en un pozo:

Condición Del Pozo	Valor Del Daño (S)
Altamente Dañado	$S > 10$
Dañado	$S > 0$
Sin Daño	$S = 0$
Acidificado	$-1 < S < -3$
Fracturado	$-2 < S < -4$
Masivamente Fracturado	$S < -5$

Tabla 7. Clasificación del daño de formación.

Fuente: www.scrib.com

Elaborado por: Santiago Cordero

Pseudodaño

Atribuir todo el skin a un daño dentro de la formación es un error muy común, hay otras contribuciones no relacionadas al daño, llamadas pseudoskin (Pseudodaño) y deben ser extraídas del daño total para poder estimar el verdadero daño de la formación.

Hay 2 contribuciones:

1. Está relacionado al daño de formación, que actúa directamente en el sistema poroso, disminuyendo la porosidad y permeabilidad en la zona del skin.
2. Está relacionada con un daño superficial en la cara de la formación (sandface) y tiene que ver con el desgaste mecánico producido por el trépano por frotamiento y el desgaste mecánico producido por el flujo durante la perforación.

El skin de origen mecánico es comúnmente llamado pseudodaño, mientras que el daño de formación es el único realmente originado dentro de la formación, y no tiene efecto ni relación con el skin de origen mecánico.

El Skin total, debido al daño verdadero y pseudodaños se lo puede diferenciar mediante la siguiente ecuación:

$$S = S_d + S_{pp} + S_{perf} + S_{turb} + S_{sw} + S_{gp}$$

Dónde:

S = Skin total

S_d = Skin debido a la alteración de permeabilidad en el área cercana al pozo

S_{pp} = Skin debido a completación parcial

S_{perf} = Skin debido al cañoneo

S_{turb} = Skin debido a la turbulencia de flujo

S_{sw} = Skin debido a la inclinación del pozo

S_{gp} = Skin debido al empaque de grava.

Pseudodaños y Configuración Del Pozo

Los pseudodaños remanentes después de la terminación pueden ser atribuidos directamente al pozo. No todos estos tienen que ver con el daño verdadero, pueden tener origen mecánico o físico.

Siempre se encuentran pseudoskins negativos en pozos desviados, el alejamiento negativo es función del ángulo de desviación del pozo y de la dureza de la roca reservorio.

Pseudodaños y Condiciones de Producción

Las condiciones dadas por el caudal y el ángulo de inclinación pueden inducir a caídas de presión adicionales o pseudoskins. Si se pone al pozo a producir a elevado caudal, puede originarse flujo turbulento en la formación, al igual que durante la perforación. El correspondiente pseudodaño positivo es proporcional al caudal de flujo por encima de un mínimo dado, debajo de este valor crítico, tal pseudodaño no existe, puesto que no hay desgaste mecánico en el sandface producido por la rata de flujo. La inevitable variación del diámetro del pozo durante la perforación, puede modificar progresivamente el flujo de laminar a turbulento y crear un pseudodaño que se suma al daño real de la formación.

Si se perfora a altas velocidades de penetración puede causar que la presión en las inmediaciones del pozo caiga por debajo del punto de burbuja de los hidrocarburos, y puede así crearse un pseudodaño positivo como consecuencia del bloqueo producido por el gas, de la misma manera, si se produce gas condensado por debajo del punto de rocío, resultan líquidos emergiendo alrededor de las inmediaciones del pozo y alterando el flujo, ambos fenómenos son efectos de la permeabilidad relativa, pero nunca se manifiestan por sí mismos como pseudodaños positivos.

ORIGEN DEL DAÑO DE FORMACIÓN

Daño por Perforación

Los fluidos de perforación constan de una fase sólida y una líquida, los daños que causa en los reservorios son ocasionados por el filtrado de la fase sólida o por invasión de sólidos en el medio poroso.

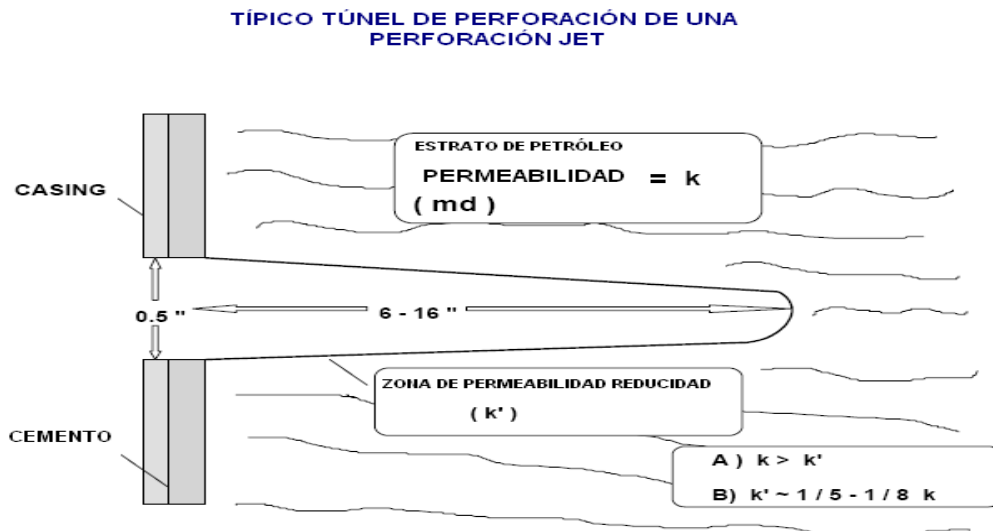


Gráfico 37. Túnel Típico de Perforación, Perforación Jet

Fuente: Andes Petroleum

➤ Invasión de los Sólidos del Lodo

La invasión de los sólidos del lodo disminuye la productividad en dos formas principales:

- Taponamiento de las gargantas de los poros por formación de revoques internos.
- Incremento de la presión capilar al reducir el radio de los poros.

Los tamaños típicos de los sólidos cortados de la formación se muestran en la siguiente tabla:

DESCRIPCIÓN	TAMAÑO (Micras)
Corte Grande	mas de 440
Arena	74 - 440
Limo	2 - 74
Arcillas	0.5 - 2
Coloides	0.001 - 0.5

Tabla 8. Clasificación del tamaño de sólidos cortados de la formación

Fuente: Oilfield Review, Schlumberger

Elaborado por: Santiago Cordero

➤ **Invasión del Filtrado de Lodo**

La filtración es la cantidad de fluido que ingresa a la formación, debido a que el revoque formado en las paredes del pozo no tiene una buena consistencia.

Invasión de la fase líquida de un fluido de perforación hacia el medio poroso ocurre en tres etapas:

1. *Debajo de la mecha de perforación.*
2. *Filtración dinámica:* se produce durante la circulación del fluido de perforación.
3. *Filtración estática:* se produce cuando el fluido de perforación no circula.

Los factores que controlan las propiedades filtrantes de un fluido de perforación son:

- Las propiedades físicas y químicas del fluido.
- El sobre balance de presión aplicado.
- La velocidad anular.
- La tasa de penetración.
- El diámetro del hoyo.
- El tiempo de circulación y el que el fluido permanece estático.
- Las propiedades de la roca: porosidad, permeabilidad, fracturas naturales.

Es importante que los fluidos de perforación tengan el mínimo filtrado posible, para minimizar la invasión a la formación. Debe entenderse que la filtración depende en gran manera de la capacidad del fluido de formar un revoque impermeable contra la cara del medio poroso, para controlar el filtrado.

Daño por Cementación

Debido a la composición química de las lechadas de cemento y a las presiones de inyección de las mismas se pueden producir serios daños a las formaciones productoras intervenidas, ya que estas por ser porosas y permeables permiten la filtración de ciertos productos químicos de la lechada que pueden influir en la composición química de las aguas de formación provocando precipitaciones que van taponando los poros intercomunicados hacia el interior de la formación, reduciendo la permeabilidad de la roca.

Este tipo de daños de formación debido a que las lechadas usualmente contienen hidróxido de calcio se los podría remover utilizando ácido acético o con ácido clorhídrico.

Daño por Cañoneo o Punzado

Debido a que ciertas formaciones productoras son porosas, permeables y además no consolidadas, en la operación de cañoneo se pueden producir serios daños en la formación, debido a que si se realizan los disparos cuando la presión hidrostática es mayor que la presión del yacimiento (Overbalance), se puede reducir la permeabilidad de la roca ya que se produce un taponamiento de los poros con finos de formación triturados, residuos del cañoneo y contaminantes del fluido del punzado, ya que la alta presión hidrostática hace ingresar todos los residuos resultantes de la operación hacia el interior de la formación.

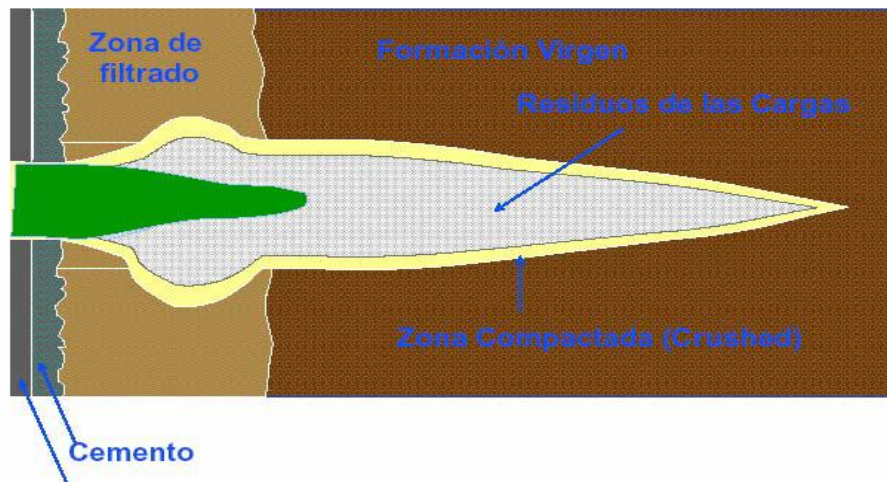


Gráfico 38. Representación de un Disparo y los Residuos

Fuente: San Antonio Pride

El daño por cañoneo usualmente se elimina con ácido fluorhídrico en formaciones de areniscas, o con ácido clorhídrico en formaciones de carbonatos o en combinación con ácido acético y ácido fórmico.

Daños por Fluidos de Completación

Las causas más comunes de daño ocasionado durante la completación de un pozo son las siguientes:

- Taponamiento de la formación y punzados por sólidos suspendidos, bacterias y/o residuos de polímeros, que tienden a bajar la permeabilidad de la formación.
- Hinchamiento y dispersión de las arcillas, bloqueo por agua, bloqueo por emulsiones y precipitación de incrustaciones.

Es necesario utilizar fluidos de terminación limpios y filtrados, empleando el uso de bactericidas. Los fluidos deben ser mantenidos en tanques limpios lejos de la contaminación a la que está expuesto en las zonas cercanas al pozo. También debe controlarse el uso de grasas y lubricantes.

Daño en Pozos Inyectores

La mayoría de los problemas anteriormente citados pueden ocurrir en inyectores de agua.

- Invasión de sólidos suspendidos y subsecuente taponamiento.
- Perturbación in-situ de las arcillas
- Incompatibilidad del agua inyectada y la de la formación, o como resultado de la presencia de CO₂ o SH₂ en la formación.
- Taponamiento por formación de coloides, especialmente los de base hierro, productos de la corrosión de la cañería del tubing cuando hay O₂ en el agua inyectada.
- Taponamiento por bacterias.

Daño durante la Producción

Algunos reservorios no pueden ser puestos en producción a altos caudales de flujo o elevadas caídas de presión entre el reservorio y el pozo (drawdown) sin ser afectados por fenómenos adversos. El daño de formación en estos casos es permanente y no puede ser reducido simplemente reduciendo el caudal o el drawdown de producción.

Fangos nativos y arcillas sueltas entrampadas en la pared poral, pueden comenzar a moverse a flujos elevados, especialmente en el caso en que dos fluidos inmiscibles están siendo extraídos en forma simultánea. Dependiendo del tamaño de las partículas, estas pueden bloquear el poro a través de su interconexión con el siguiente o migrar hacia otros poros aumentando la viscosidad del fluido en producción hacia el pozo.

El drawdown excesivo hace caer la presión poral en las inmediaciones del pozo, y puede exceder a la fuerza compresiva de la roca.

CAUSAS DEL DAÑO DE FORMACIÓN

El daño de formación es causado por muchos factores que pueden ocurrir desde el momento en que la formación es perforada o en algún tiempo durante la vida del pozo.

Las causas principales para el daño de formación son:

1. Hinchamiento de arcillas.
2. Invasión de sólidos.
3. Bloqueos por emulsión.
4. Cambios de mojabilidad.
5. Bloqueos por agua.
6. Depósitos orgánicos.
7. Depósitos inorgánicos.
8. Depósitos mixtos

La siguiente tabla nos muestra las causas más comunes de daños de formación asociados con varias condiciones de pozo.

POZOS NUEVOS	POZOS VIEJOS	POZOS INYECTORES
Invasión de Fluidos y/o Sólidos	Depósito de Escala y Corrosión	Depósito de Escala y Corrosión
Sólidos del Lodo	Bloqueos por Agua y Emulsión	Hinchamiento de Arcillas
Filtrado del Lodo	Acumulación de Parafinas y Asfaltenos	Petróleo
Cemento	Hinchamiento de Arcillas y Migración de Finos	Filtración de Sólidos

Tabla 9. Causas más comunes del daño de formación asociados a condiciones del pozo

Fuente: www.scrib.com

Elaborado por: Santiago Cordero

1. Hinchamiento De Arcillas

Prácticamente todas las formaciones de areniscas poseen algo de arcilla. Una arena que contenga de 1 a 5 % de arcilla es usualmente llamada “arena limpia”, y la que contiene hasta 15% de arcilla es “arena sucia”. La admisión de agua dulce o de filtrados de inyección (del fluido del perforación o de terminación) a una arena arcillosa frecuentemente da por resultado una sustancial reducción de la permeabilidad al petróleo cuando las arcillas son del tipo de reticulado expandible. La arcilla de reticulado expandible que se encuentra frecuentemente en las formaciones petrolíferas es la montmorillonita.

Una vez que la que la arcilla se ha hinchado al contactar el agua dulce, las soluciones fuertes de sal son capaces de reducir las partículas y de restaurar parcialmente la permeabilidad al petróleo, inclusive si esta reducción es completa, la permeabilidad al petróleo nunca será restaurada a su valor original.

Desestabilización de la arcilla:

- Caída de Presión (Drawdown) excesivo en la formación.
- Altas ratas de flujo a través de la formación.

2. Invasión de Sólidos

Está establecido que las partículas de lodo pueden invadir la formación y causar daños, bloqueando los canales de flujo, sin embargo las partículas de lodo solo puede penetrar en la formación durante el spurt loss (cuando la formación está expuesta por primera vez a la broca), antes de que sea establecido el revoque. Una vez que el revoque está totalmente formado, se filtra los sólidos más finos debido a su estructura y a su baja permeabilidad.

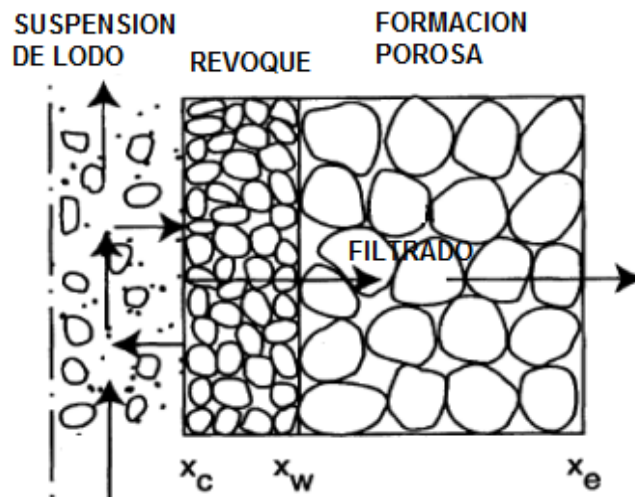


Gráfico 39. Costra Sobre Superficie Plana Del Núcleo (Plug).

Fuente: www.scrib.com

La invasión de sólidos de los fluidos de perforación está favorecida por:

- Poros de gran tamaño en la roca reservorio.
- Presencia de fisuras y fracturas naturales.
- Partículas de pequeño diámetro entre los componentes del lodo de perforación.
- Baja velocidad de perforación, como consecuencia destrucción de revoque (mudcake) permitiendo el contacto entre el lodo y la formación, efecto que se ve incrementado por el extenso tiempo de contacto debido a la baja velocidad de penetración.
- Baja velocidad de circulación.
- Alta velocidad de circulación, se erosiona el revoque y se pone en contacto el lodo con la formación.
- Alta presión de fondo, como consecuencia de una alta densidad del lodo de perforación, favoreciendo el ingreso de lodo desde el pozo a la formación.

3. Bloqueos Por Emulsión

Una emulsión es una dispersión de finas gotitas de un líquido en el seno de otro. La mezcla de fluidos de base agua y base petróleo ocasionan emulsiones en la formación. Las emulsiones tienen la particularidad de tener viscosidades muy elevadas, en particular las emulsiones de agua y petróleo.

Tipos de emulsiones:

- Agua en petróleo.
- Petróleo en agua.

En la emulsión *Agua - Petróleo*, el petróleo es la fase continua o externa, donde las pequeñas gotas de agua se encuentran dispersas en el petróleo.

En la emulsión *Petróleo- Agua*, tiene al agua como la fase externa y las gotas de petróleo están distribuidas en el agua.

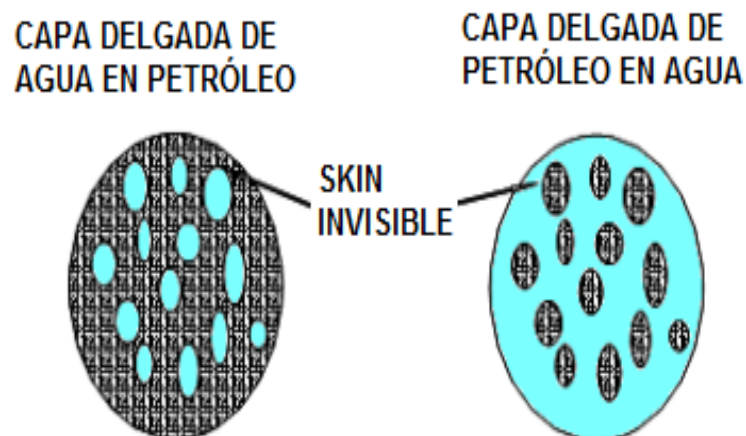


Gráfico 40. Tipos de emulsiones (Agua – Petróleo y Petróleo – Agua)

Fuente: www.scrib.com

4. Cambios de Mojabilidad

La mojabilidad total o parcial del petróleo en la roca reduce la permeabilidad relativa al petróleo. Esto puede ocurrir por el fenómeno de adsorción a través de minerales activos en la superficie de la pared poral.

El daño puede ser remediado a través de la inyección de solventes capaces de remover la fase de hidrocarburos que está mojando a la roca, la solución es agregar un tensioactivo fuerte, que aumente la mojabilidad del agua en la roca con el consecuente riesgo de provocar un bloqueo por emulsión.

Esta condición afecta adversamente a la permeabilidad relativa al petróleo. Causas:

- Surfactantes en los fluidos de perforación/ completación/workover.
- Surfactantes en los fluidos de estimulación.

5. Bloqueo de Agua

El bloqueo de agua es uno de los mecanismos más comunes de daño para las formaciones con baja porosidad y baja permeabilidad, el cual es causada por la invasión del filtrado del fluido de perforación durante las operaciones de perforación.¹¹

Originalmente, el agua siempre adsorbe la superficie de rocas húmedas u ocupa la esquina de micro-poros, mientras que el aceite y el gas están en las zonas medias y proporcionan el paso de flujo.

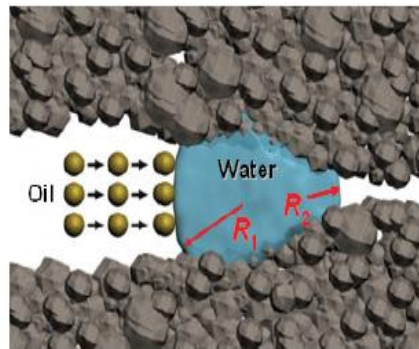


Gráfico 41. Diagrama del efecto por bloqueo de agua

Fuente: www.scrib.com

El bloqueo del agua se produce debido al efecto capilar de los micro-poros de este tipo de formaciones cuando el filtrado de fluidos de perforación invade la formación, como se muestra en la figura. Este fenómeno se ha observado como un problema particularmente grave en los reservorios con ultra baja permeabilidad o donde la saturación original de agua inferior a la saturación de agua irreducible formado por la invasión de fluidos.

Varios estudios han demostrado que el daño inducido por el bloqueo del agua puede disminuir la permeabilidad efectiva del petróleo entre un 10% a 90%. Para aliviar el efecto de bloqueo del agua, la pérdida de filtración de fluidos de perforación debe ser controlada tan bajo como sea posible.

Mientras tanto, la adición de algunos tensioactivos o alcoholes en los fluidos de perforación es muy útil para minimizar la tensión interfacial (agua/petróleo), y luego reducir la resistencia de los capilares y prevenir el daño inducido por el bloqueo de agua.

¹¹ Geng Jiaojiao, SPE, Yan Jienian, SPE, LI Zhiyoong, SPE, and He Zhong, China U. of Petroleum, Beijing

6. Depósitos Orgánicos

Los depósitos orgánicos son precipitados de hidrocarburos pesados, normalmente asfaltenos y parafinas, y pueden ocurrir en la perforación, en el tubing y en el interior de la formación.

➤ Asfaltenos

Los asfaltenos son compuestos aromáticos y nafténicos de alto peso molecular con un rango de 1000 a 50000 kg/kgmol, que se encuentran en dispersión coloidal en algunos crudos. Se definen como fracciones que se encuentran en el crudo, solubles en solventes aromáticos como el benceno, tolueno y xileno, pero insoluble en n-alcanos de cadena corta (bajo peso molecular) como por ejemplo el n-pentano, y pueden ser derivados del petróleo y/o carbón.

Los asfaltenos son partículas sólidas semicristalinas de color café o negro que contienen anillos condensados de hidrocarburos aromáticos. Los asfaltenos no son una especie química sino una familia de compuestos que presentan sólo un comportamiento global característico.

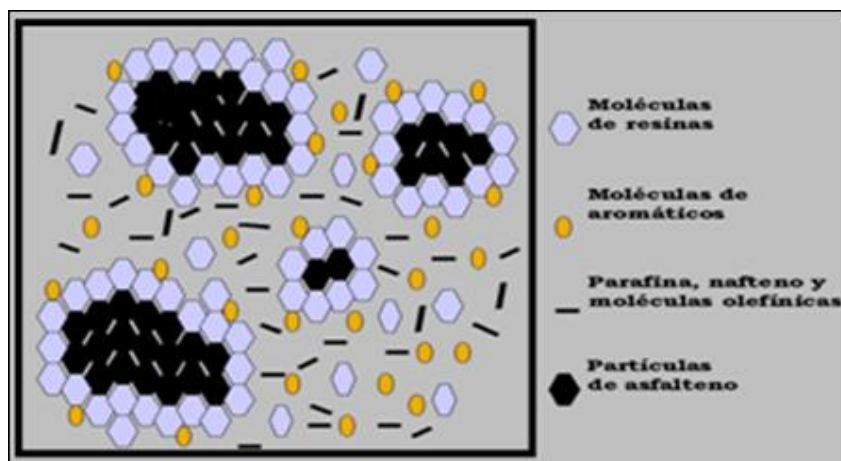


Gráfico 42. Disposición de los Asfaltenos en el crudo según modelo termodinámico coloidal

Fuente: <http://www.portaldelpetroleo.com>

Bajo el término “asfaltenos” se agrupa a los componentes que quedan como fracción insoluble luego de tratar una mezcla en determinadas condiciones (solventes, temperaturas, etc).

La composición de esta fracción insoluble varía de petróleo en petróleo y la característica común, que los hace importantes en el estudio de los yacimientos y en la producción de petróleo, es que suelen originar precipitados (sólidos) al agruparse por sufrir alteración en su ambiente, dañando el medio poroso o bloqueando las tuberías de producción, evitando así el flujo de hidrocarburos en pozos petroleros.

La cantidad de asfaltenos en el petróleo varía dependiendo de la fuente, profundidad, gravedad API del crudo y contenido de azufre.

➤ **Parafinas**

Las parafinas son hidrocarburos de alto peso molecular que se acumulan en el tubing de un pozo de petróleo, líneas de flujo de superficie, y otros equipos de producción y almacenamiento.

Las parafinas están hechas simplemente de compuestos de clase orgánica. Ellos son compuestos enteramente de una cadena larga de hidrocarburos que contiene solo átomos de carbón e hidrogeno.

El significado que las cadenas de carbono no contiene un doble o triple enlace en el esqueleto del carbono, es que cada átomo de carbono es fijado a dos o tres átomos de hidrogeno. Todos los miembros de la clase parafínica son químicos orgánicos de hidrocarburos saturados, comparten iguales propiedades químicas y algunas propiedades físicas fundamentales como la constante dieléctrica, índice de refractividad, y relativamente bajas fuerzas intermoleculares.

7. Depósitos Inorgánicos

Puede haber precipitación de sólidos inorgánicos cuando la salmuera utilizada y las aguas de la formación son incompatibles, y se producen cambios en las condiciones de presión y temperatura durante la producción de petróleo o gas con agua de alto contenido de sales.

Los sólidos inorgánicos reciben el nombre de escamas (escala), y se depositan cuando se alteran el equilibrio químico y termodinámico, haciendo que las aguas o sus mezclas alcancen el punto de saturación de sus sales disueltas.

Los problemas de depositación de escalas durante el desarrollo de un pozo (perforación, completación, producción y workover), y durante la inyección de fluidos se deben principalmente a la mezcla de fluidos incompatibles, mientras que la depositación que ocurre durante la producción del pozo se debe a cambios en la presión y temperatura.

Se han identificado varios tipos de incrustaciones inorgánicas:

- Carbonato de calcio.
- Sulfato de calcio.
- Sulfato de bario.

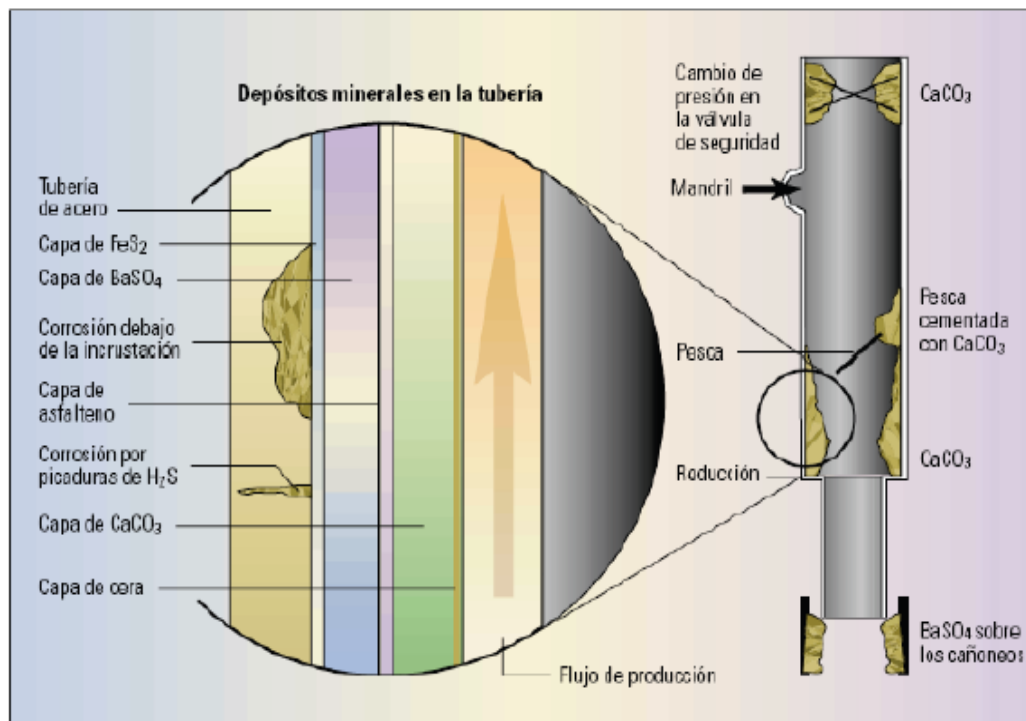


Gráfico 43. Depósitos minerales en la tubería

Fuente: www.scrib.com

La precipitación puede ser natural o inducida:

- La natural está asociada con la producción, cuando los gases disueltos salen de solución a medida que va declinando la presión del yacimiento, cuando el agua de formación entra en la zona de altas caídas de presión en las cercanías del pozo, el CO₂ escapa de la solución favoreciendo la precipitación de carbonato de calcio.
- La precipitación inducida puede ocurrir en diversas operaciones debido a la mezcla de fluidos incompatibles. Por ejemplo, cuando los iones externos de calcio se introducen en la formación durante la perforación, cementación, completación, workover.

8. Depósitos Mixtos

Son depósitos compuestos por la mezcla de componentes orgánicos e inorgánicos, que pueden incluir también sarros, fangos, sílices y arcillas.

Cuando los depósitos migran, asociados con un incremento en la producción de agua, actuando como un núcleo de deposición de compuestos orgánicos provenientes de los hidrocarburos en flujo.

El único remedio para este problema es la utilización de un solvente dual, que contenga un agente de dispersión orgánico (polímero aromático) y un agente de dispersión inorgánico (ácido).

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE DATOS

METODOLOGÍA PARA LA IDENTIFICACIÓN DE DAÑO DE FORMACIÓN

1. Análisis Mineralógico de la roca (Reportes de Laboratorio)

➤ Difracción de rayos x

Las muestras de las rocas a analizar deben ser de un tamaño menor a 4 μm para poder determinar con rapidez y precisión mediante el análisis de XRD. Se realizan dos análisis por separado para identificar y cuantificar todos los minerales cristalinos en una muestra, especialmente las arcillas que son las más sensibles a interactuar con fluidos.

Es posible encontrar arcillas como la caolinita, esmectita, illita o clorita. La caolinita y la illita son las más susceptibles a dispersarse y migrar.

➤ Análisis SEM

El Microscopio Electrónico de Barrido o SEM (Scanning Electron Microscope), es aquel que utiliza un haz de electrones en lugar de un haz de luz para formar una imagen. Tiene una gran profundidad de campo, la cual permite que se enfoque a la vez una gran parte de la muestra.

También produce imágenes de alta resolución, que significa que características espacialmente cercanas en la muestra pueden ser examinadas a una alta magnificación.

En el análisis SEM podemos identificar los minerales presentes que se encuentran en la roca y así identificar los posibles daños que pueden ocasionar a la producción.

La siguiente tabla contiene las muestras tomadas de los pozos Colibrí 70 y 151 que tiene un análisis de Difracción de Rayos X y análisis SEM.

MUESTRA	ARENA	PROFUNDIDAD	POZO	ANÁLISIS SEM y XRD
6	T	9362	Colibrí - 70	x
47C	TI	9542	Colibrí - 151	x
50B	TI	9545	Colibrí - 151	x
97B	TI	9602	Colibrí - 151	x
110C	TI	9615	Colibrí - 151	x
113C	TI	9618	Colibrí - 151	x
116C	TI	9622	Colibrí - 151	x

Tabla 10. Mineralogía mediante análisis SEM y XRD

Elaborado por: Santiago Cordero

Fuente: Proyecto Consorcio Shushufindi

Mineralogía por porcentaje en peso para los pozos Colibrí-70 (1muestra), Colibrí-151 (6 muestras). Los resultados se muestran en la siguiente tabla.

			Silicatos	Carbonatos		Arcillas				Otros	Total Carbonatos	Total Arcillas
Muestra	Profundidad	Pozo	Cuarzo	Calcita	Dolomita	Clorita	Ilita	Esmectita	Caolinita	Pirita		
6	9362	Colibri - 70	95	Tr					5		0	5
47c	9542	Colibri - 151	89			Tr			11		0	11
50b	9545	Colibri - 151	84						16		0	16
97b	9602	Colibri - 151	95						5		0	5
110c	9615	Colibri - 151	93		1		Tr		6		1	6
113c	9618	Colibri - 151	95					Tr	5		0	5
116c	9622	Colibri - 151	91	Tr			Tr	Tr	9		0	9

Tabla 11. Mineralogía en porcentaje de los pozos seleccionados

Elaborado por: Santiago Cordero

Fuente: Proyecto Consorcio Shushufindi

ANÁLISIS SEM

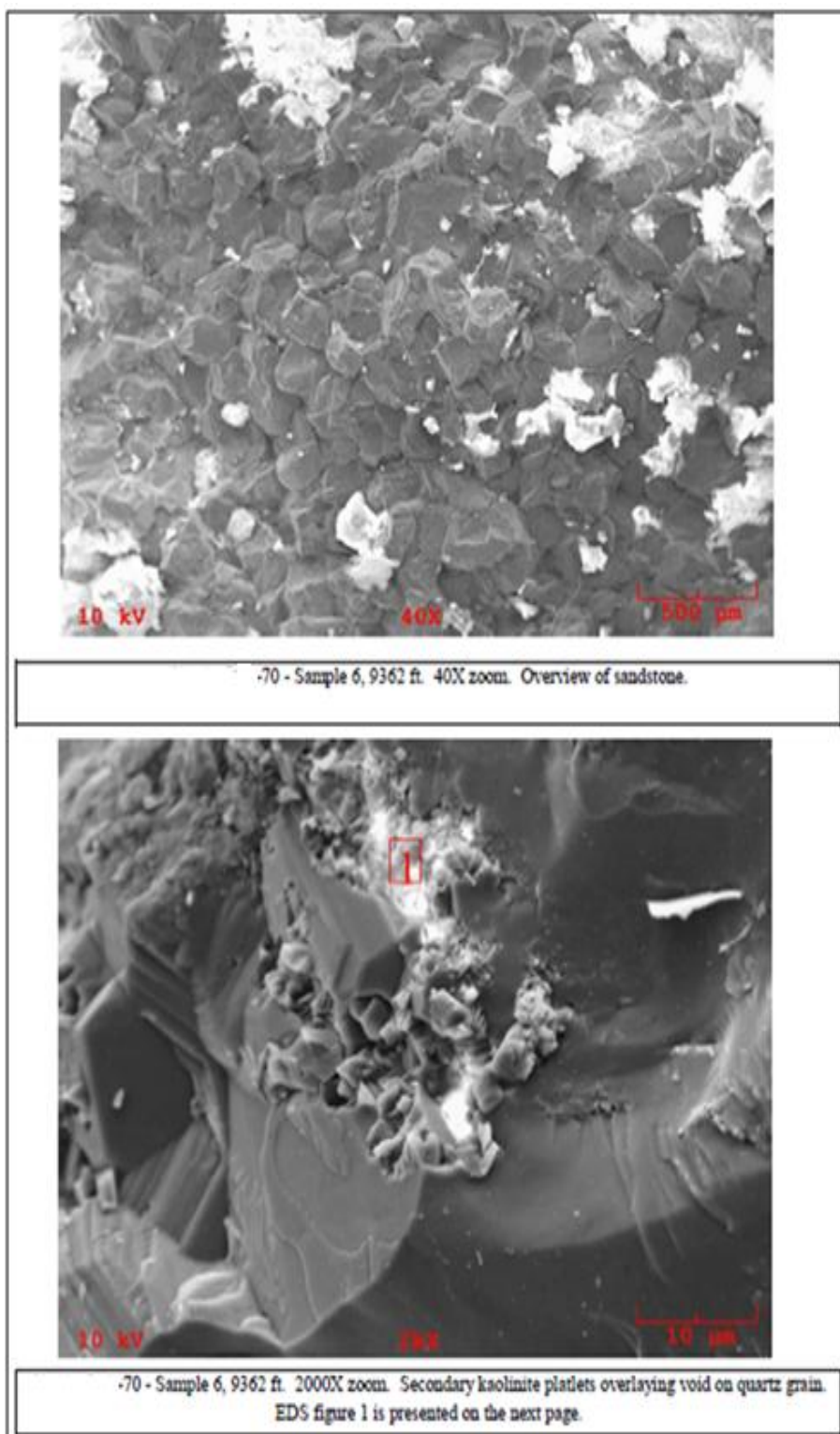


Gráfico 44. Imagen de la muestra 6 por análisis SEM para el pozo Colibrí - 70
Fuente: Proyecto Consorcio Shushufindi

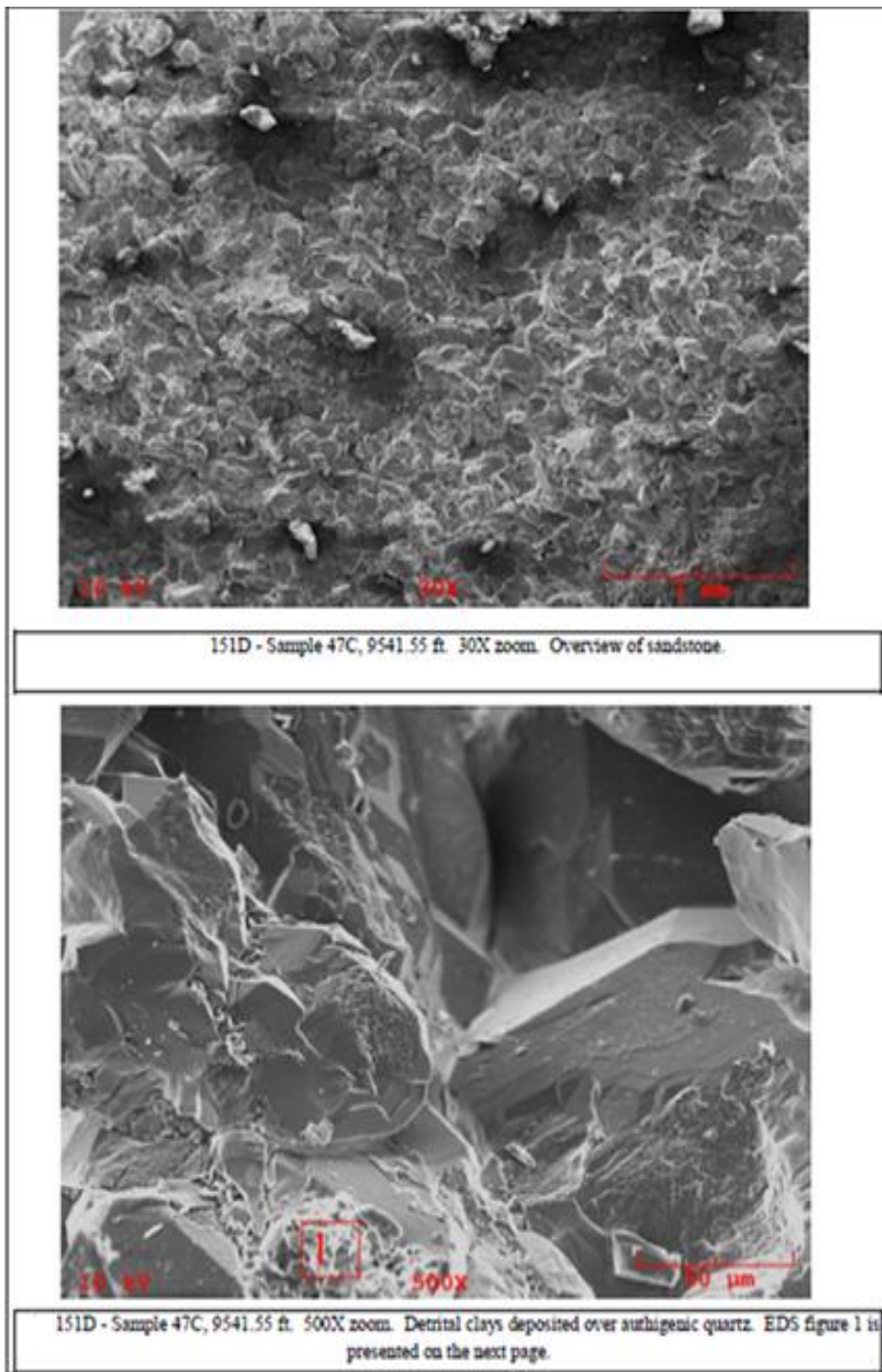


Gráfico 45. Imagen de la muestra 47c por análisis SEM para el pozo Colibrí - 151
Fuente: Proyecto Consorcio Shushufindi

➤ **Análisis SARA**

Saturados, Aromáticos, Resinas y Asfaltenos (SARA) es un método de análisis que divide los componentes del petróleo según su polaridad. La fracción de saturados consiste en un material no polar, incluyendo hidrocarburos saturados ramificados, cíclicos y lineales (parafinas). Aromáticos, que contienen uno o más anillos aromáticos, son un poco más polarizables. Las dos fracciones restantes, resinas y asfaltenos, tienen sustituyentes polares. La distinción entre los dos es que los asfaltenos son insolubles en un exceso de heptano (o pentano), mientras que las resinas son miscibles con heptano (o pentano).

					Wt %				
Muestra	Pozo	Bloque	Arena	Solvente	SATURADOS	AROMATICOS	RESINAS	ASFALTENOS	TOTAL
174191	Colibrí - 70	Norte	T	Pentano	48.8	31.36	14.25	5.59	100
180062	Colibrí - 135	Norte	TI	Pentano	49.97	33.03	11.02	5.98	100

Tabla 12. Análisis SARA para los pozos seleccionados

Elaborado por: Santiago Cordero

Fuente: Proyecto Consorcio Shushufindi

Medida de las propiedades

➤ **Permeabilidad de la roca**

Se calcula para múltiples muestras de roca en el laboratorio utilizando la ley de Darcy para flujo lineal a través de un segmento cilíndrico. La permeabilidad de cada pozo se obtiene como un promedio de las permeabilidades de las muestras. Los análisis DST también arrojan un estimativo de las permeabilidades efectivas de los pozos.

➤ **Porosidad de la roca**

En el laboratorio se mide el flujo que pasa a través de un segmento de roca por unidad de tiempo. Es decir se mide el diferencial de presión (ΔP) a través del segmento seleccionado.

2. Análisis de los fluidos (Agua, Gas y Petróleo)

➤ Identificación del tipo de crudo

Se calcula la viscosidad del crudo para verificar su tendencia (parafínica, nafténica ó aromática) utilizando la ecuación de constante de gravedad viscosidad (VGC):

$$VGC = \frac{\rho - 0.108 - 0.1255 * \log(\mu - 0.8)}{0.90 - 0.097 \log(\mu - 0.8)}$$

Donde:

ρ : densidad (g/ml) a 15 °C

μ : Viscosidad cinemática (cm^2/s) a 100°C

En el laboratorio se calcula la densidad del crudo a 15 °C y los valores de las viscosidades cinemáticas a dos temperaturas diferentes.

Reemplazando los dos valores de μ a sus respectivas temperaturas en la ecuación de Andrade se obtiene un sistema de dos ecuaciones con dos incógnitas.

$$\mu = Ae^{B/T}$$

Al obtener los valores de A y B mediante tablas se puede calcular μ a 100°C, para luego estimar el valor de VGC:

1. Un valor de VGC cercano a 0.8 indica tendencia parafínica del crudo.
2. Un valor de VGC cercano a 0.9 tendencia nafténica.
3. Un valor de VGC cercano a 1.0 tendencia aromática.

➤ **Análisis del agua de formación**

Mediante un análisis físico-químico se obtienen los siguientes parámetros vitales para el estudio de daños ocasionados por aguas de formación:

- a) Gases presentes: % de CO₂ y H₂S
- b) Iones presentes: Na⁺, K⁺, Mg⁺⁺, Ca⁺⁺, Fe⁺⁺, Ba⁺⁺, Sr⁺⁺, HCO₃⁻, SO₄, Cl⁻.
- c) Salinidad
- d) pH

Con el análisis físico-químico del agua y los datos termodinámicos de presiones, temperaturas de yacimiento y de cabeza de pozo (T_{wh}, P_{wh}, T_y, P_y) se obtienen los índices de saturación de los compuestos que podrían precipitar a condiciones de yacimiento y de cabeza de pozo respectivamente, mediante la ayuda del modelo de Oddo-Tomson.

➤ **Predicción de Incrustaciones**

La predicción de Incrustaciones es un elemento crítico en el aseguramiento de flujo. El objetivo de cualquier software de predicción es determinar la relación de saturación o índice de incrustación (Oddo-Tomson).

La Relación de Saturación (SR) para cualquier incrustación está dada en la ecuación:

$$SR = \frac{\alpha_M + \alpha_X}{K_{SP,MX}}$$

K_{SP} es el producto de solubilidad termodinámica y alfa es la actividad del ion. Los subíndices (M, X) indican el ion relevante (en solución) o incrustación. El producto de solubilidad es una medida de la cantidad de iones (creando la incrustación) en solución a saturación. El índice de saturación (SI) como está definido por Oddo-Tomson es el logaritmo de la relación de saturación (SR).

$$SI = \log SR$$

La guía para interpretar SI es la siguiente:

- SI = 0, el sistema está en equilibrio y no debería formarse incrustación.
- SI > 0, el sistema está saturado con incrustación, la cual debe precipitar para retornar el sistema al equilibrio.
- SI < 0, el sistema no está saturado.

Cuando SI es > 0.5 , se forma la mayoría de las incrustaciones de sulfato: Barita (BaSO_4), Celestita (SrSO_4) y Sulfato de calcio (yeso, hemi-hidrita y anhidrita).

El SI para calcita es más difícil de usar como una herramienta de predicción. En muchos sistemas la relación $0.5 < \text{SI} < 1.5$ describe las condiciones requeridas para que se formen incrustaciones de Calcita.

Oddo-Tomson han mostrado que en algunos sistemas es más importante mirar el cambio en SI con el fin de entender como la presión y la temperatura afectan la precipitación de calcita.

$$\Delta SI = SI_{T_2, P_2} - SI_{T_1, P_1}$$

En estos casos lo mejor es usar las siguientes relaciones para determinar la probabilidad de incrustaciones.

- $\Delta SI < 1.0$, probablemente no se forma incrustaciones de calcita
- $1.1 < \Delta SI < 1.3$, transición, probablemente se forma calcita
- $\Delta SI > 1.3$, se formará calcita

A continuación se describe el modelamiento de los minerales presentes en el agua utilizando el modelo Oddo-Tomson realizado en las hojas de cálculo de Excel (ver Anexos D) para la aplicación de los Pozos del campo Colibrí:

1. Ingresar concentraciones de iones presentes en el agua, condiciones termodinámicas (de yacimiento o de cabeza de pozo) y pH del agua.
2. Correr el modelo
3. Obtener gráficas de los índices de saturación (SI) de los compuestos que podrían precipitar.
4. Identificar zonas del campo con mayor tendencia incrustante por cada mineral.

➤ **Análisis de gases**

Mediante una cromatografía se obtienen los porcentajes molares de los gases presentes en la formación. El CO₂ y el H₂S son los responsables de daños por corrosión e incrustaciones de compuestos carbonatados, por lo tanto, los porcentajes molares de estos dos son los que se deben tener en cuenta para el diagnóstico.

La presencia de CO₂ aumenta el pH del agua de formación, y por ende se disminuye la solubilidad de los iones carbonato presentes, facilitando la precipitación de CaCO₃ y FeCO₃ al contacto con un agua que contenga iones de calcio y de hierro.

La excesiva presencia de H₂S y CO₂ en el crudo y en el agua de formación puede ocasionar deterioro de equipos metálicos por corrosión ácida y dulce respectivamente.¹²

Identificación de precipitados orgánicos

➤ **Precipitados parafínicos**

Para cada pozo se toma la temperatura de fluidez del crudo. El punto de fluidez es la temperatura a la cual empiezan a precipitar parafinas. Esta temperatura se compara con el rango de temperatura comprendido entre T_{wh} (temperatura de cabeza de pozo) y T_{wf} (temperatura de fondo de pozo).

Si el punto de fluidez del crudo no se encuentra en este rango de temperaturas o por lo menos cercano, se puede descartar la presencia de precipitados parafínicos en el pozo.

➤ **Precipitados asfálticos**

Con la interpretación del análisis SARA la estimación del índice de estabilidad coloidal IEC para un pozo determinado sirve para verificar la precipitación de asfaltenos.

$$IEC = \frac{\% SATURADOS + \% ASFALTENOS}{\% RESINAS + \% AROMÁTICOS}$$

Si y solo si el valor de IEC para un pozo es > 0.9 y R/A (resinas/aromáticos) < 2.5 se confirma la precipitación de asfaltenos.

¹² Reinstag Jorge Iván, Bucaramanga, 2009

3. Análisis de producción

Este análisis se lo realiza para evaluar la influencia de los eventos ocurridos durante el historial de producción de los pozos, y podamos identificar un aumento o una disminución de la producción, con el fin de crear hipótesis sobre los posibles daños que se pueden originar por la declinación de producción o sobre tratamientos que fueron exitosos para mejorarla.

➤ **Informe de eventos del campo**

Se debe tener muy en cuenta los eventos realizados en el pozo donde se observó un aumento o declinación considerable de la producción para el análisis en cada pozo. Estos eventos pueden ser:

1. Cañoneo y recañoneo.
2. Trabajos de reacondicionamiento de pozos.
3. Trabajos de mantenimiento.
4. Trabajos de fracturamiento hidráulico.
5. Colapsos y cierre de pozos.
6. Estimulaciones con ácido.
7. Estimulaciones ácido-orgánicas.
8. Aislamiento de zonas.
9. Problemas de arenamiento.
10. Limpieza de arenas.
11. Alteraciones en el sistema de levantamiento.
12. Cambio de bomba y bomba pegada.
13. Incrustaciones.
14. Daños mecánicos: tubería, pistón, válvulas, picaduras, barril.
15. Operaciones de pesca.

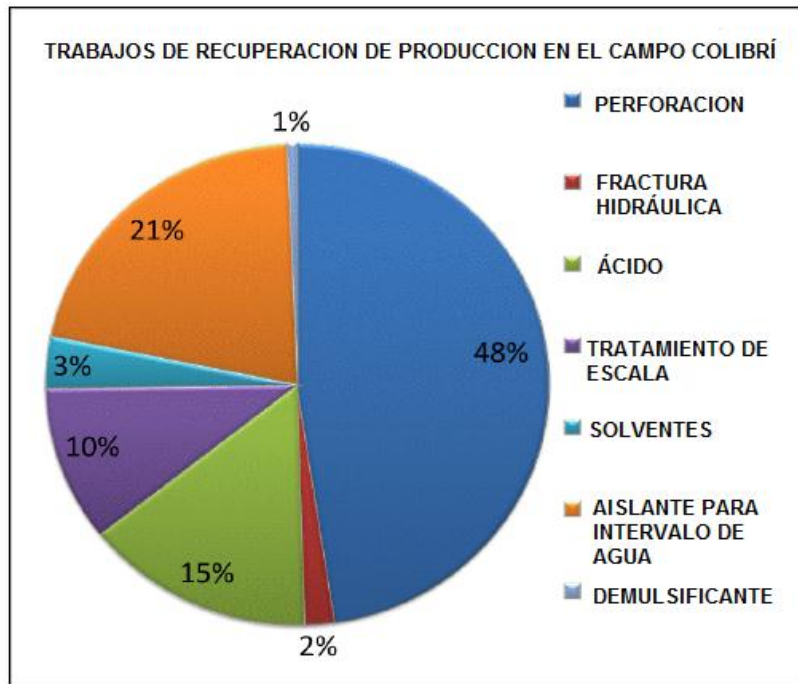


Gráfico 46. Trabajos de recuperación de producción en el campo Colibrí.

Fuente: Proyecto Consorcio Shushufindi

Elaborado por: Santiago Cordero

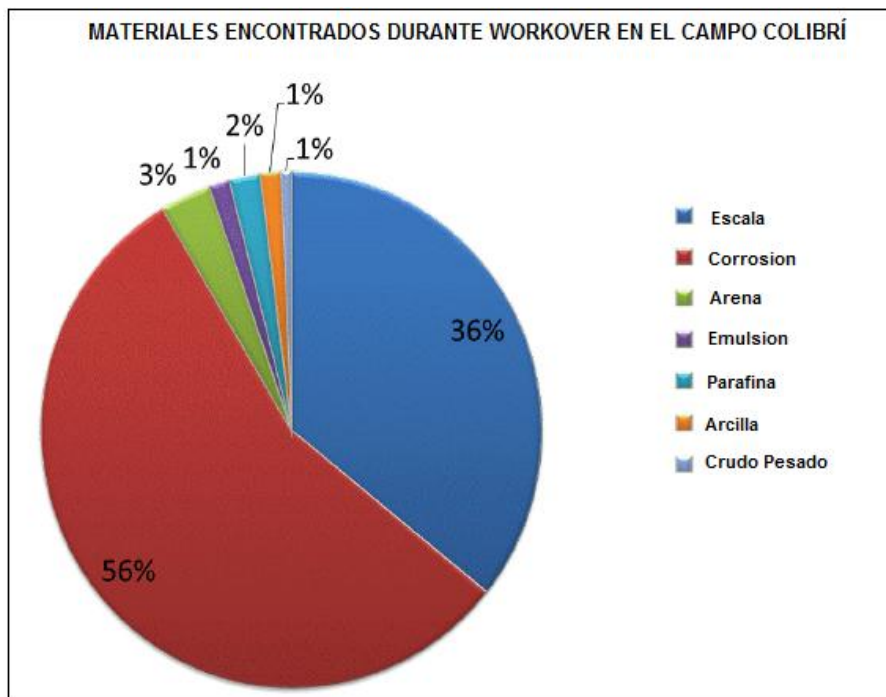


Gráfico 47. Porcentaje de materiales encontrados en el campo Colibrí durante Workover.

Fuente: Proyecto Consorcio Shushufindi

Elaborado por: Santiago Cordero

Podemos observar que en el campo Colibrí durante las operaciones de Workover se evidencia un alto grado de escala esto nos indica que es un daño de formación por depositación orgánica debido a factores de Presión y Temperatura.

Los pozos que se seleccionaron fueron los siguientes: 18, 70, 99 135, 151 y 211. Se los escogió porque presentan una disminución en su producción, porosidad y permeabilidad.

➤ Eventos de la producción de los pozos para el campo Colibrí

Colibrí – 18

La producción se inició en Febrero de 2012 con 814 BPPD y 115 BAPD, un mes después produjo 1272 BPPD y 298 BAPD. La producción acumulada para el pozo Colibrí - 18 es de 189.2 MBbls. Este pozo produce de la arena UI. El método de producción es: BES.

Actualmente este es un pozo productor de UI ($Q_o = 1392\text{BOPD}$, $Q_w = 717\text{BWPD}$, $\text{BSW} = 34\%$).

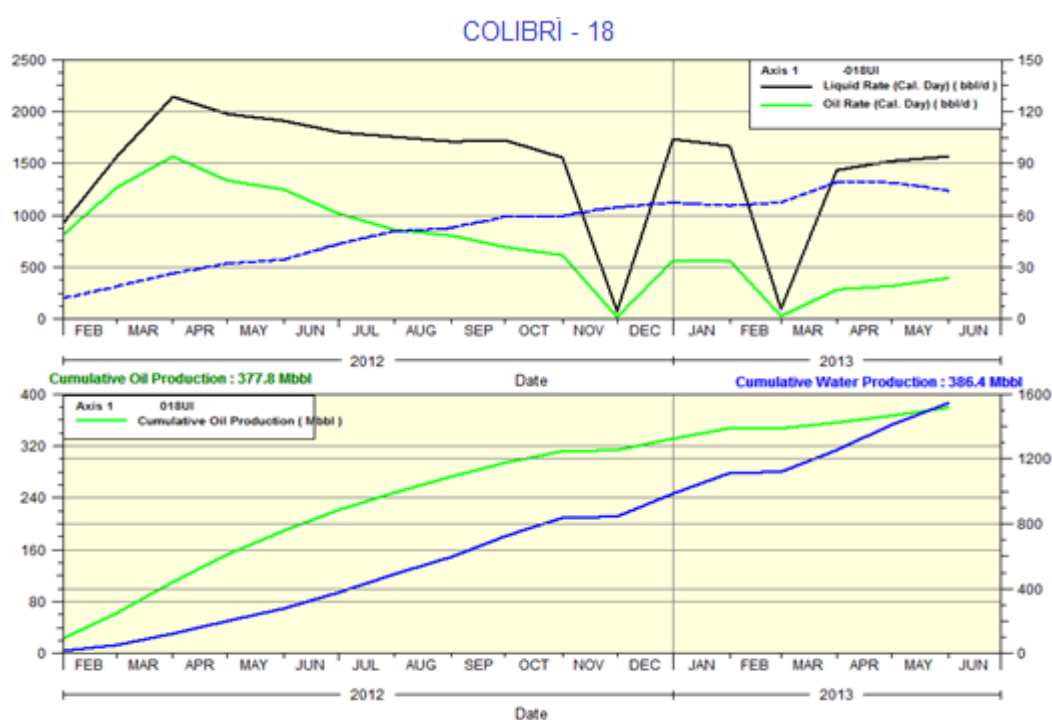


Gráfico 48. Producción diaria y acumulada del pozo Colibrí - 18

Fuente: Proyecto Consorcio Shushufindi

Elaborado por: Santiago Cordero

Colibrí – 70

La producción se inició en julio de 1990 con 1266 BPPD y BSW = 0,1%. La producción acumulada de petróleo para el pozo Colibrí - 70 es de 14448,1 Mbbls. Este pozo ha producido de las arenas U y T.

Los métodos de producción utilizados fueron: (BES y GL).

Es importante mencionar que se encontró escala durante el WO # 4 (Enero/2002), también se observó corrosión durante el WO # 6 (Abril/2003).

Este pozo ha tenido una gran cantidad de problemas mecánicos durante su vida útil por lo cual nos ha servido como ejemplo para realizar la metodología de identificación de daño de formación.

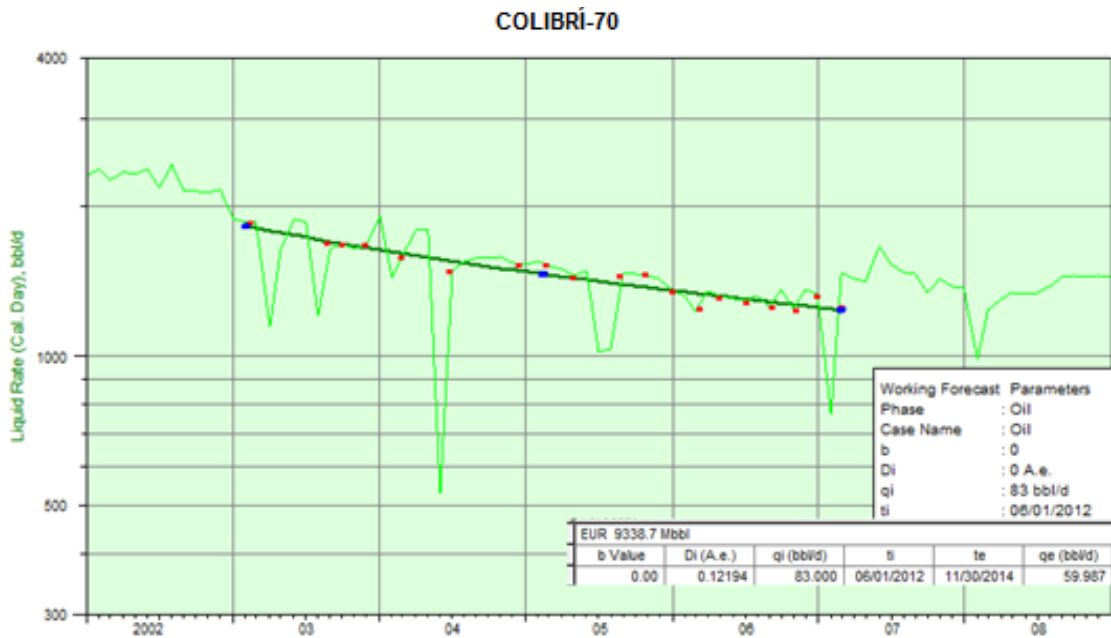


Gráfico 49. Análisis de la declinación de la producción total, Pozo Colibrí - 70.

Fuente: Proyecto Consorcio Shushufindi

Elaborado por: Santiago Cordero

La siguiente gráfica muestra dos comportamientos de producción, en el inicio se muestra una declinación normal de la tasa de petróleo. En el año 2000, se observa una fuerte caída de la tasa de petróleo.

En 2004, se observó una disminución de la tasa normal de petróleo.

Actualmente, este es un productor activo de U y T ($Q_o = 538\text{BOPD}$, $Q_w = 1383\text{BWPD}$, $\text{BSW} = 72\%$).

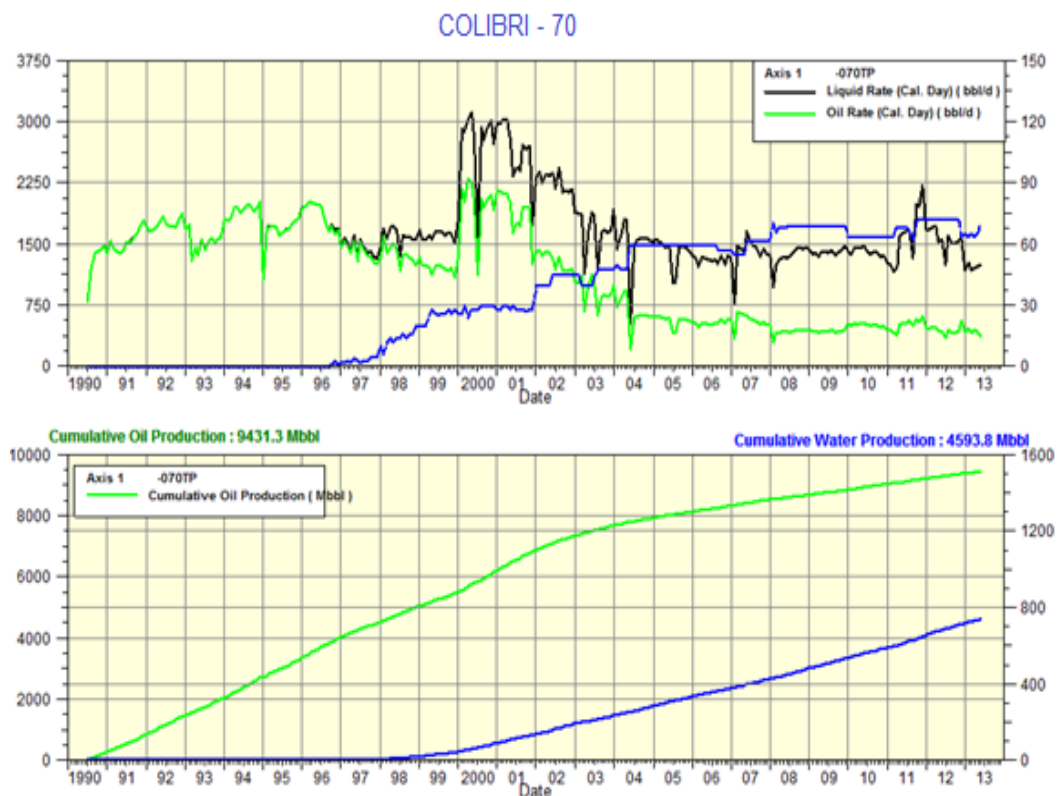


Gráfico 50. Producción diaria y acumulada del pozo Colibrí - 70

Fuente: Proyecto Consorcio Shushufindi

Elaborado por: Santiago Cordero

Colibrí – 99

La producción inició en 2003 con un alto caudal de petróleo que se mantuvo por un año y que luego comenzó a declinar fuertemente hasta llegar a producir menos de 20 BBPD. Al momento, este pozo se encuentra cerrado desde mediados del 2011 debido al bajo aporte.

En cuanto al comportamiento de producción de agua, el bajo corte inicial comenzó a crecer hasta llegar a un promedio de 40%. Mientras produjo de Basal Tena, acumuló 0.6 MMbbls de petróleo de 22 °API y 0.01 MMbbls de agua.

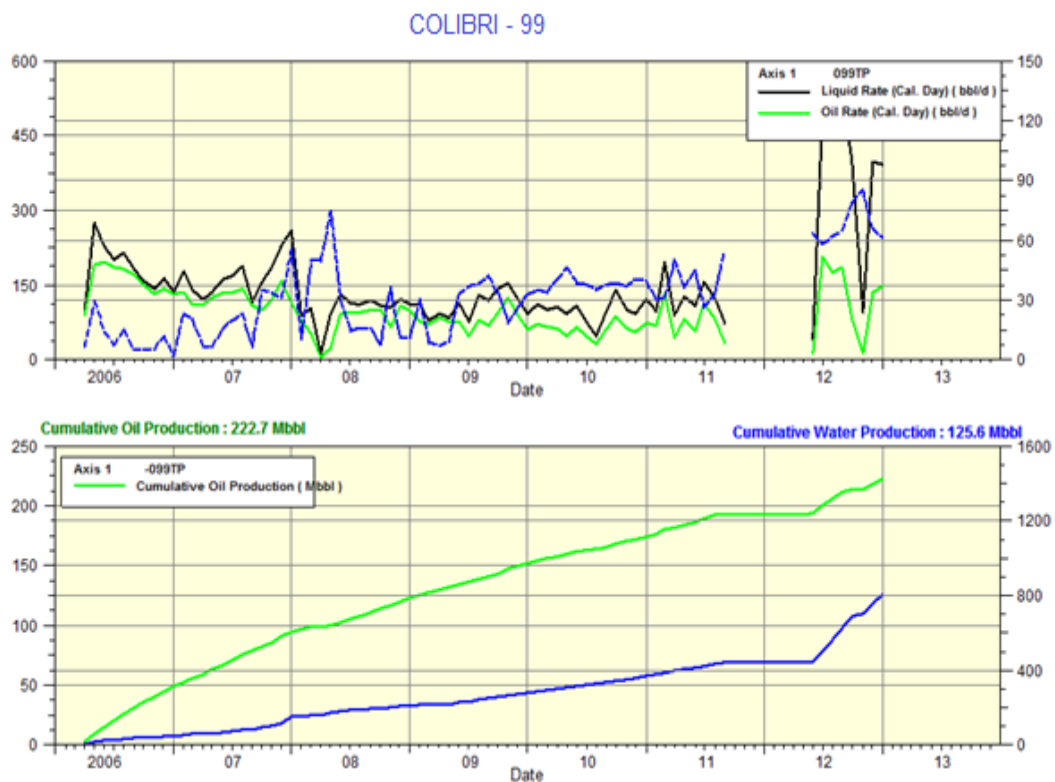


Gráfico 51. Producción diaria y acumulada del pozo Colibrí - 99

Fuente: Proyecto Consorcio Shushufindi

Elaborado por: Santiago Cordero

Colibrí – 135

La producción se inició en enero de 2012 con 1246 BOPD y un BSW= 3.7%. La producción acumulada de petróleo del pozo Colibrí - 135 es de 208.7 Mbbls. Este pozo ha producido a partir de la arena T.

El método de producción utilizado es: BES.

No se ha realizado reacondicionamiento ni estimulación en este pozo.

La grafica muestra una severa disminución de la tasa de petróleo y aumento de la tasa de agua. En la actualidad, se trata de un pozo productor activo de TI ($Q_o = 738$ BOPD, $Q_w = 316$ BWPD, BSW = 30%).

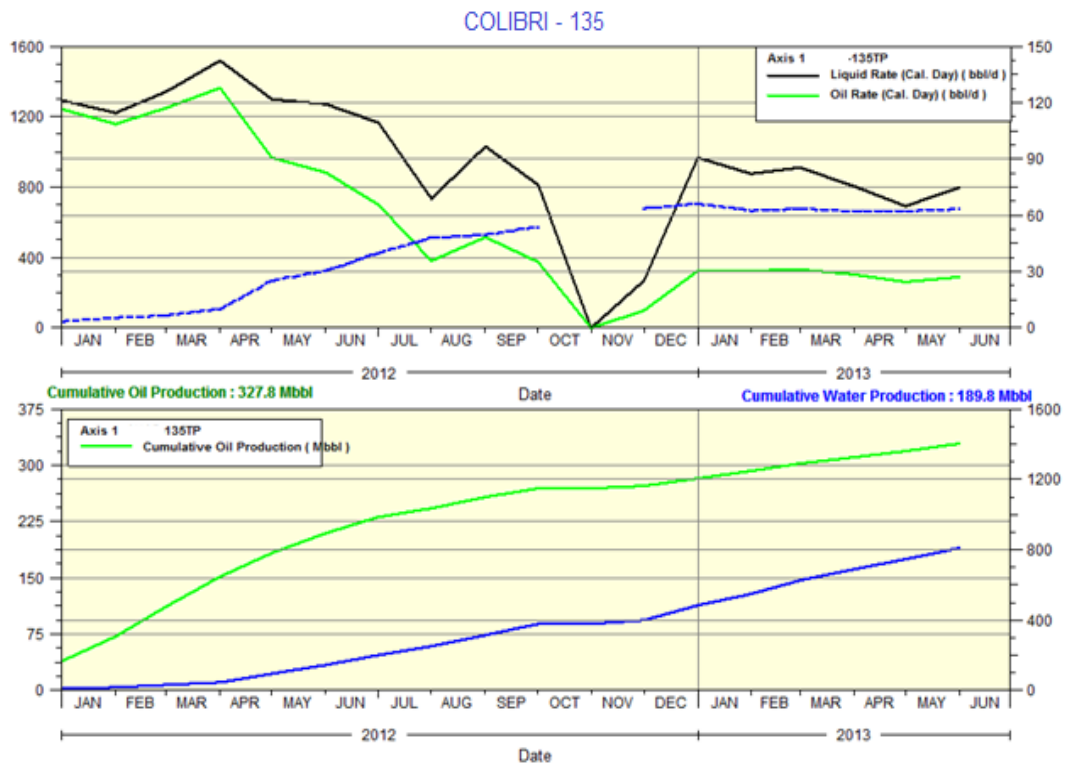


Gráfico 52. Producción Histórica Anual de Petróleo del pozo Colibrí - 135

Fuente: Proyecto Consorcio Shushufindi

Elaborado por: Santiago Cordero

Colibrí – 151

La producción se inició en julio de 2012 con 1515 BOPD y un BSW = 34%. La producción acumulada de petróleo del pozo Colibrí – 151 es de 63.5 Mbbls. Este pozo ha producido de la arena T. El método de producción utilizada es: BES.

Reacondicionamiento y la estimulación no se han realizado en este pozo.

Actualmente, este es un productor activo de Ti ($Q_o = 1090$ BOPD, $Q_w = 928$ BWPD, BSW = 46%).

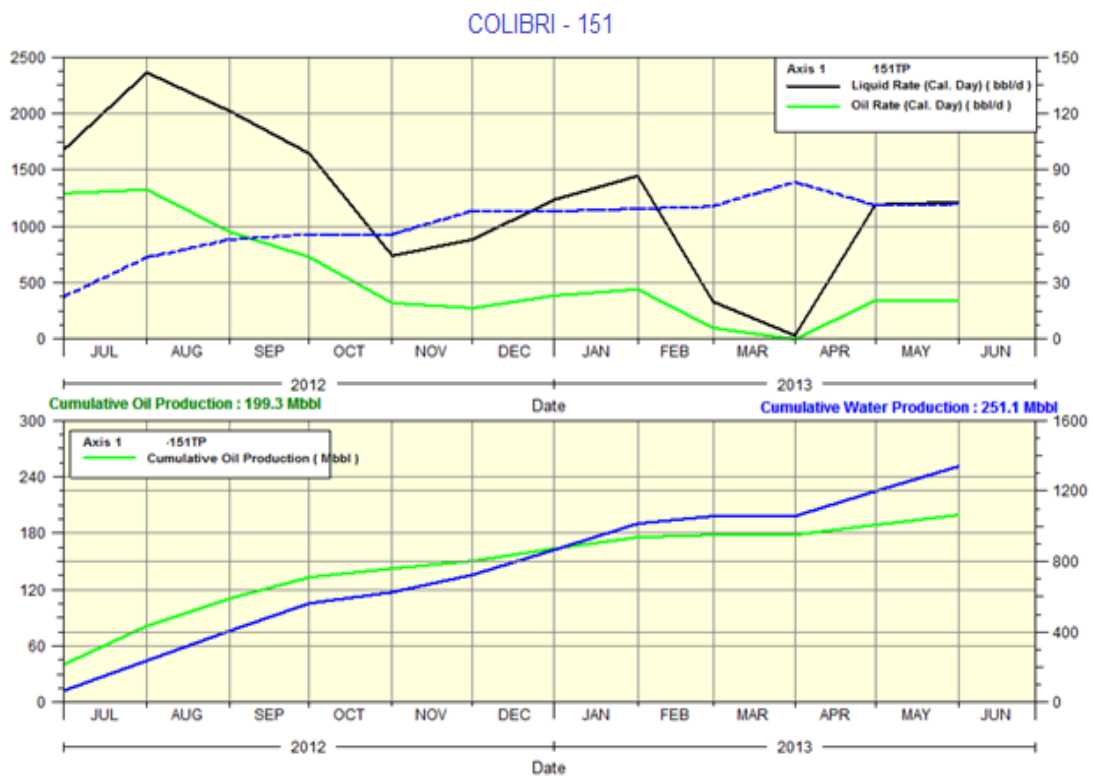


Gráfico 53. Producción diaria y acumulada del pozo Colibrí - 151

Fuente: Proyecto Consorcio Shushufindi

Elaborado por: Santiago Cordero

Colibrí – 211

La producción se inició en enero de 2013 con 900 BOPD y un BSW = 36%. La producción acumulada de petróleo del pozo Colibrí – 151 es de 70 Mbbls. Este pozo ha producido de la arena TI. El método de producción utilizado es: BES.

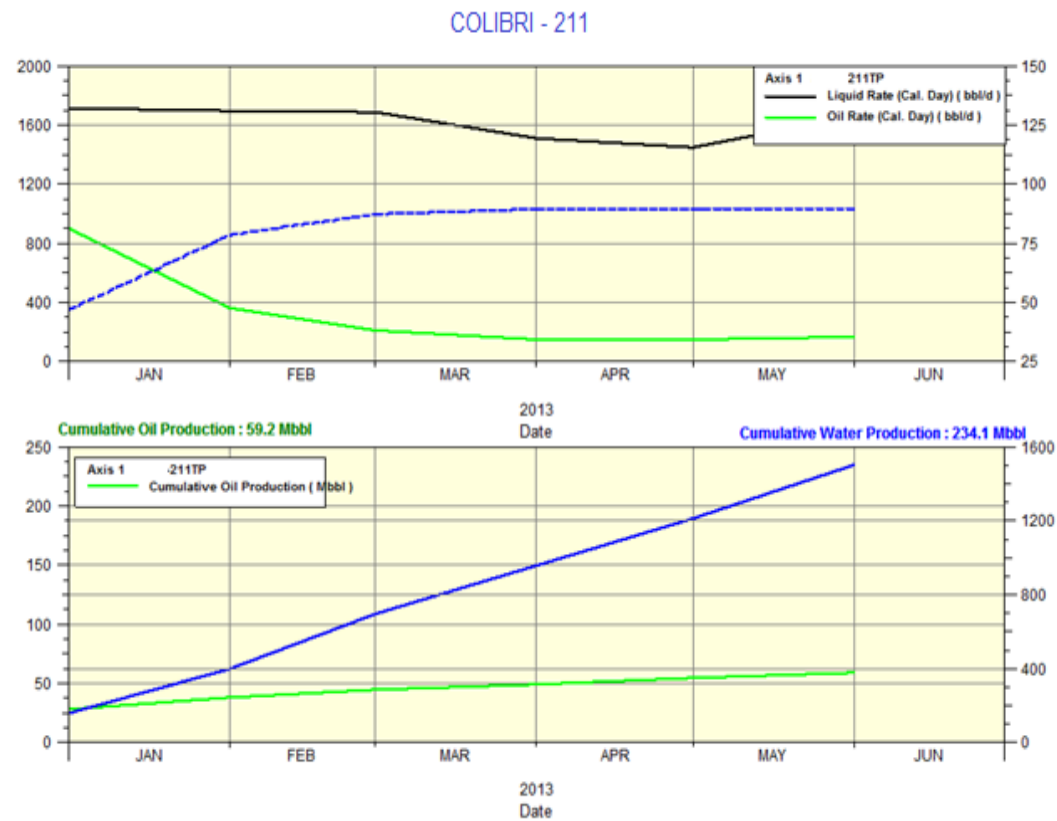


Gráfico 54. Producción diaria y acumulada del pozo Colibrí - 211

Fuente: Proyecto Consorcio Shushufindi

Elaborado por: Santiago Cordero

Los eventos registrados justo antes o durante una declinación considerable en la producción de petróleo, son útiles para formular hipótesis sobre el posible daño de formación que lo causó. Asimismo, los eventos ocurridos justo antes o durante un aumento considerable en la producción pueden corroborar la existencia de un daño que fue removido o controlado exitosamente en ese período.

A continuación se describen algunos aspectos a tener en cuenta en el análisis de eventos:

1. La declinación temprana después de un completamiento o de un Workover nos indica que el pozo presenta daño de formación.
2. Declinaciones drásticas irreversibles en la producción están generalmente asociadas a daños por migración de finos, taponamiento de sólidos o problemas mecánicos.
3. Declinaciones graduales en la producción están generalmente asociadas a daños por depósitos orgánicos y/o incrustaciones.
4. Declinaciones drásticas en la producción que presenten una mejoría con el tiempo pueden ser causa de bloqueo por aguas.
5. Aumento drástico del corte de agua puede ser debido a migración de finos y/o incrustaciones.
6. Cambios de mojabilidad y emulsiones pueden parar completamente la producción.
7. Disminución en la tasa de producción cuando hay cambio de bomba indica que posiblemente la nueva bomba no tiene el rendimiento adecuado.
8. Respuestas positivas al mantenimiento, trabajos de fracturamiento hidráulico o estimulaciones, indican que el daño está siendo efectivamente controlado o eliminado, y se deben seguir ejecutando a la señal de un descenso.

4. Modelamiento de productividad (Producción y Presión)

➤ Drill Stem Test (DST)

Si durante la perforación de los pozos se realizaron pruebas DST, la interpretación de las cartas de lecturas de presión puede ser útil para obtener:

1. Permeabilidad efectiva promedio
2. Presión del yacimiento: medida, si el tiempo de cierre es suficiente, o calculada, si no lo es.
3. Daño (Skin)
4. Barreras, cambios en la permeabilidad del fluido, contactos: estas anomalías en el yacimiento afectan la pendiente del gráfico de presión Build-up.
5. Radio de investigación: un estimado de que tan lejos del pozo el DST pudo estudiar.
6. Depleción: puede ser detectada si el yacimiento es pequeño y si la prueba es corrida adecuadamente.

En la siguiente gráfica podemos observar el comportamiento de presiones que existen en el campo Colibrí para cada estación en el campo. Podemos evidenciar que existe una presión mayor de reservorio en la estación Central Sur ($Pr = 4440$) y una presión menor de reservorio en la estación Central Norte ($Pr = 1100$) donde podemos evidenciar más daño de formación debido a escala y corrosión.

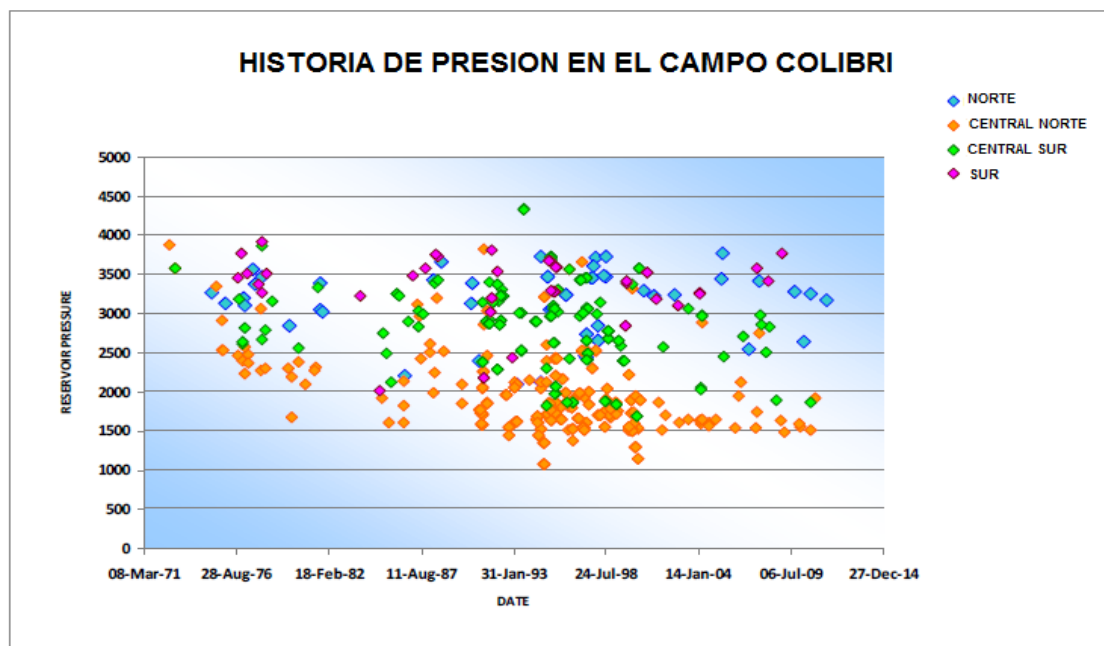


Gráfico 55. Historial de presión en el campo Colibrí

Fuente: Proyecto Consorcio Shushufindi

A continuación en la tabla siguiente detallaremos la interpretación de B'UP para los pozos de Colibrí 70 y 99.

POZO	FECHA	ZONA	RESULTADOS DE LA INTERPRETACION										PRUEBA DE B'UP					INTERVALOS EVALUADOS					
			Pr	Pwf	Pb	θ	K	DPs	IP _A	IP _I	DAÑO		Incremento (S = 0)	Qt	BSW	Qo	Qw	API	DESDE	HASTA	TOTAL	TOTAL PERFORADO	
			psi	psi	psi	%	md	psi	b/d/psi	b/d/psi	St	Sv		b/d	b/d	%	b/d	b/d	°	pies	pies	pies	pies
Colibri 70	12-Jan-00	T	2738	2037	1050	—	72		2.05	2.72	3.3			1680	30	1176	504	31	9294	9314	20	60	
																			9330	9370	40		
	21-Jun-99	T	2268	1994	1053	—	96		3.33	3.82	1			2497	28	1798	699	31	9294	9314	20	60	
																			9330	9370	40		
	06-Jul-97	T	2685	2156	1052	—	166			3.49		8.2			1847	2.5	1081	46	32	9294	9314	20	60
																				9330	9370	40	
Colibri 99	15-Apr-00	T	1174	1061	1010	—	198		3.1		3		0	353	0.3	352	1	29	9092	9102	10	46	
																			9110	9118	8		
																			9292	9304	12		
																			9314	9330	16		

Tabla 13. Interpretación de B'UP para los pozos Colibrí 70 y 99

Fuente: Proyecto Consorcio Shushufindi

Elaborado por: Santiago Cordero

La siguiente gráfica nos muestra el diagnóstico Log-Log para el pozo Colibrí - 135.

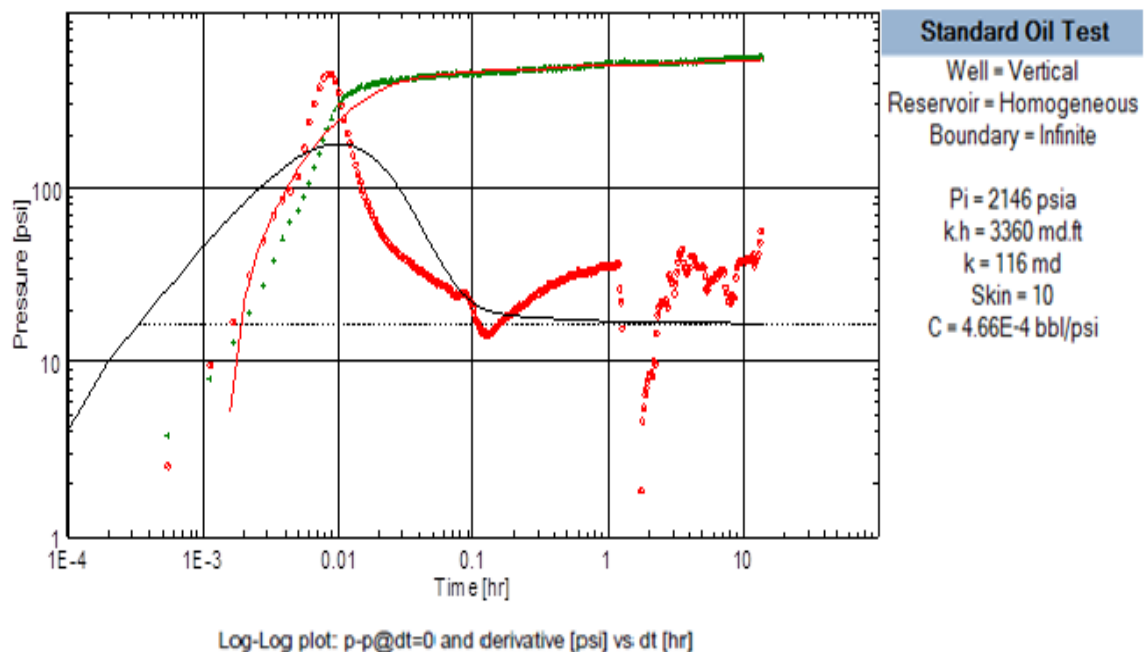


Gráfico 56. Diagnóstico Log-Log de la prueba de presión para el pozo Colibrí - 135

Fuente: Proyecto Consorcio Shushufindi

La siguiente tabla nos indica el modelo para la interpretación de B'UP en el pozo Colibrí 151 que posteriormente será utilizado para cuantificar el daño de formación en el software PIPESIM.

Name	Value	Name	Value
Pressure build-up #1		Model Parameters	
Rate	0 STB/D	Well & Wellbore parameters (SSFD 151 D)	
Rate change	1181.57 STB/D	C	0.142 bbl/psi
P@dt=0	1001 psia	Skin	2.83
Pi	1251.84 psia	Reservoir & Boundary parameters	
Smoothing	0.15	Pi	1251.84 psia
		ko_eq,h	11000 md.ft
Selected Model		ko_eq	367 md
Model Option	Standard Model	kro	0.5
Well	Vertical	L1 - No flow	475 ft
Reservoir	Homogeneous	L2 - No flow	473 ft
Boundary	Intersecting faults - Pi/N	N	2
Main Model Parameters		Derived & Secondary Parameters	
TMatch	17 [hr]-1	ko (Perrine)	320 md
PMatch	0.042 [psia]-1	kw (Perrine)	11.7 md
C	0.142 bbl/psi	Delta P (Total Skin)	67.2497 psi
Total Skin	2.83	Delta P Ratio (Total Skin)	0.281083 Fraction
k.h, total	11000 md.ft		
k, average	367 md		
Pi	1251.84 psia		
C	0.142 bbl/psi	p*	1240.53 psia
Skin	2.83	Skin	1.64
Reservoir & Boundary parameters		Delta P Skin	42.7924 psi
Pi	1251.84 psia		

Tabla 14. Interpretación de B'UP para el pozo Colibrí 151

Fuente: Proyecto Consorcio Shushufindi

Se puede observar en los gráficos de diagnóstico log-log, un pequeño periodo de estabilización de la derivada en el cual se asume la presencia del IAFR, posteriormente existe un cambio de pendiente de la derivada (incremento) que indicaría la acción de la presencia de límites sin flujo.

Podemos observar que en cada pozo analizado tenemos una separación de casi Ciclo y medio logarítmico entre dp y dp' (diferencial de presión y la derivada del diferencial de presión), esto nos sugiere que existe daño de formación en el pozo.

Colibrí - 151

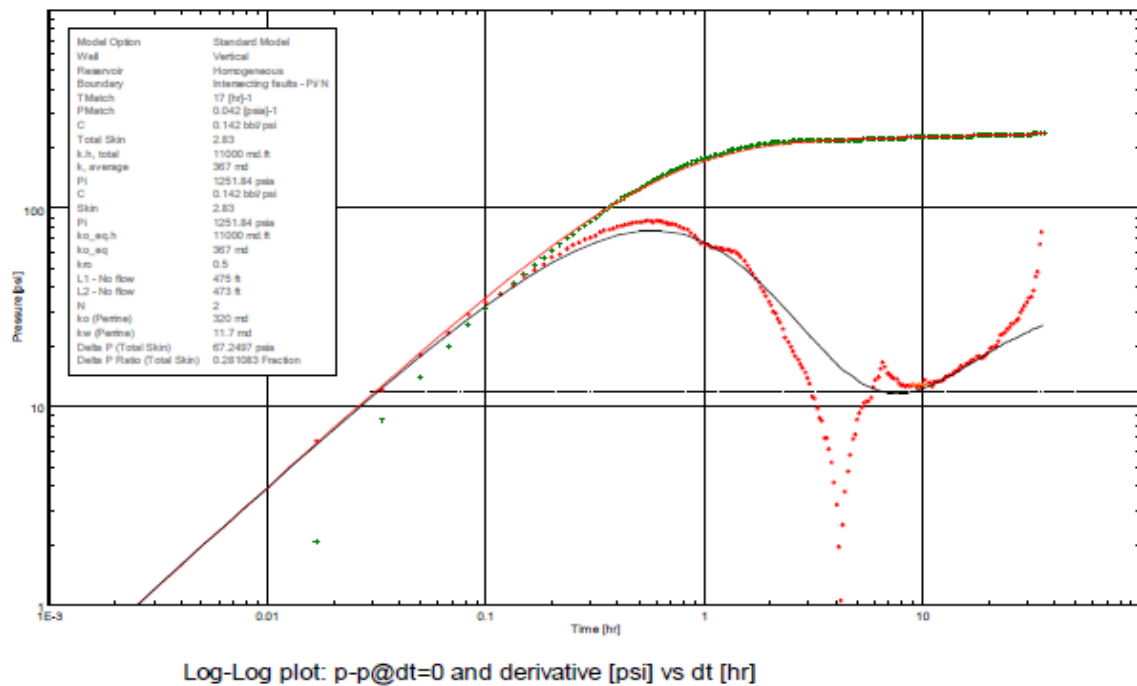


Gráfico 57. Diagnóstico Log-Log de la prueba de presión para el pozo Colibrí - 151

Fuente: Proyecto Consorcio Shushufindi

Colibrí - 211

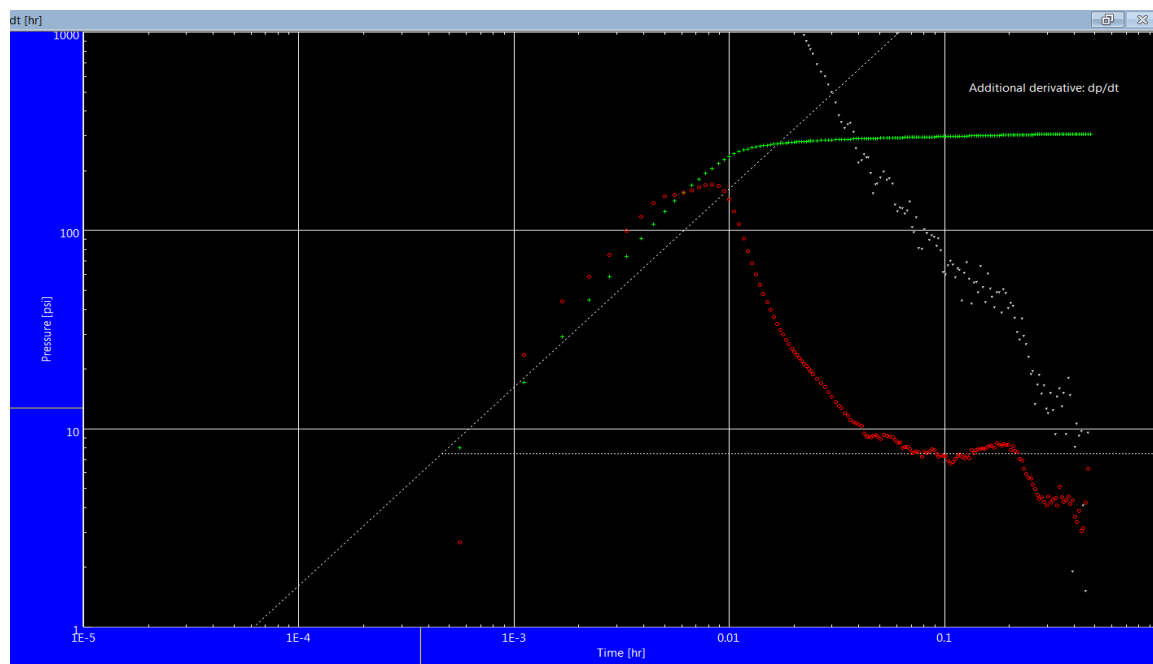


Gráfico 58. Diagnóstico Log-Log de la prueba de presión para el pozo Colibrí - 211

Fuente: Proyecto Consorcio Shushufindi

➤ **Productividad**

Obtención de Skin (Daño) e IPR (Inflow Performance Relationship) inicial y actual de los pozos

Se modela y evalúa el comportamiento de productividad a condiciones iniciales y a condiciones actuales de presión estática (P_e), presión de yacimiento (P_y) y rata de inyección de fluido de fractura (Q_f).¹³

Básicamente, la información que se necesita para modelar el comportamiento de productividad de los pozos es la siguiente:

- a) PVT representativo.
- b) P_y , Q_f , GOR, BSW, por zonas y asociados a la P_y .
- c) Los datos de permeabilidad relativa, o en su defecto, el dato de permeabilidad efectiva al aceite inicial y actual.

Este modelamiento se realiza con los siguientes objetivos:

1. Identificar posibles problemas de productividad del yacimiento, causados en operaciones realizadas en los inicios del pozo, tales como operaciones de perforación, cementación, completación, entre otras.
2. Identificar posibles problemas de productividad actuales en los pozos.
3. Comparar el factor de daño inicial (Skin) con el Skin estimado después de los diferentes eventos, el Skin estimado después de las estimulaciones y el Skin actual. Esta evaluación permitirá medir el grado de influencia de los eventos en productividad.
4. Recomendar la estimulación de zonas con base en el éxito en productividad de las estimulaciones ya realizadas.

¹³ Reinstag Jorge Iván, Bucaramanga, 2009

➤ Sensibilidad del daño de formación mediante el software de PIPESIM

Colibrí – 18

Podemos observar que en el pozo Colibrí – 18 tenemos un daño de formación de ($S=6$), debido a la presencia de escala que se presenta en este pozo.

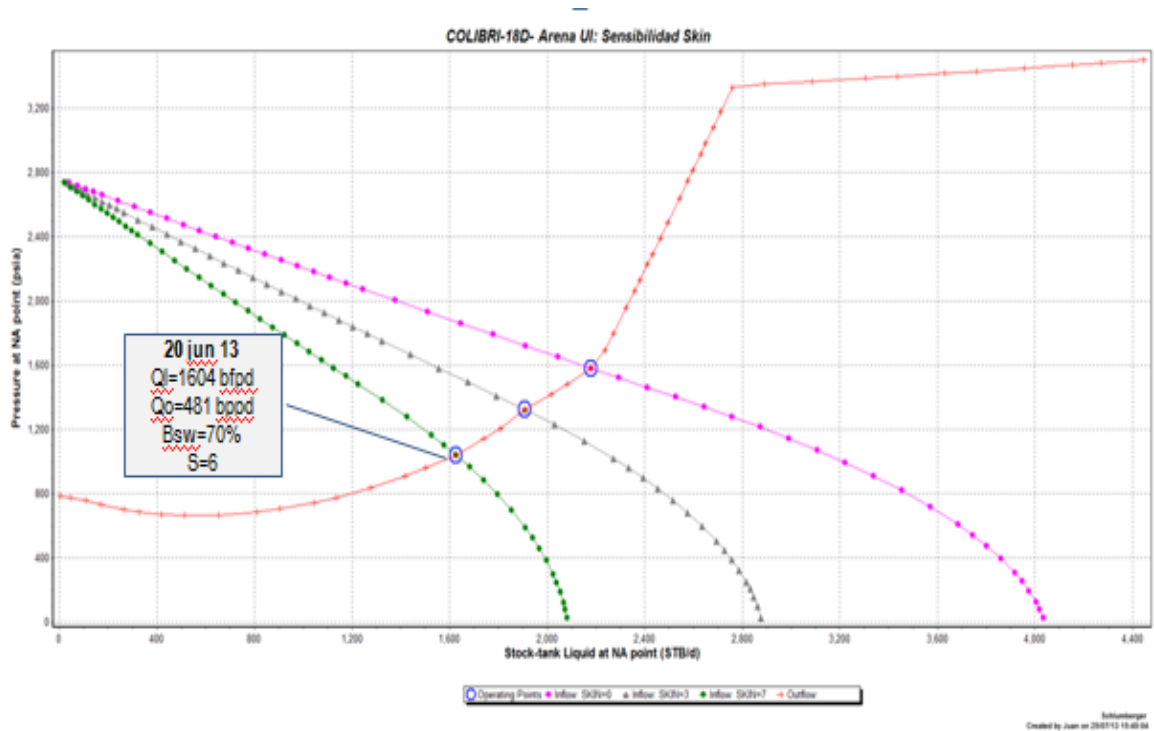


Gráfico 59. Sensibilidad de daño de formación para el pozo Colibrí - 18

Modificado por: Santiago Cordero

Fuente: Proyecto Consorcio Shushufindi

Colibrí – 70

Podemos observar que en el pozo Colibrí – 70 existe un incremento de Bsw tal como se refleja en el Anexo C se muestra que los depósitos son en un 90% de calcita. Además este pozo cuenta con inyección de inhibidor de escala y de corrosión en el protector.

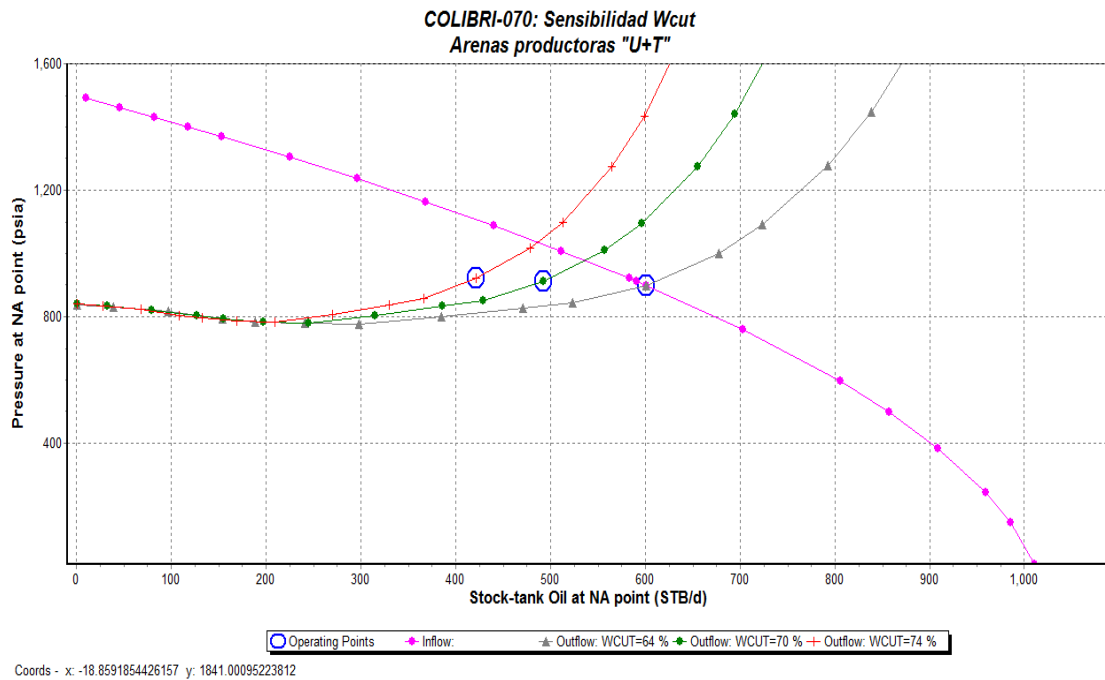
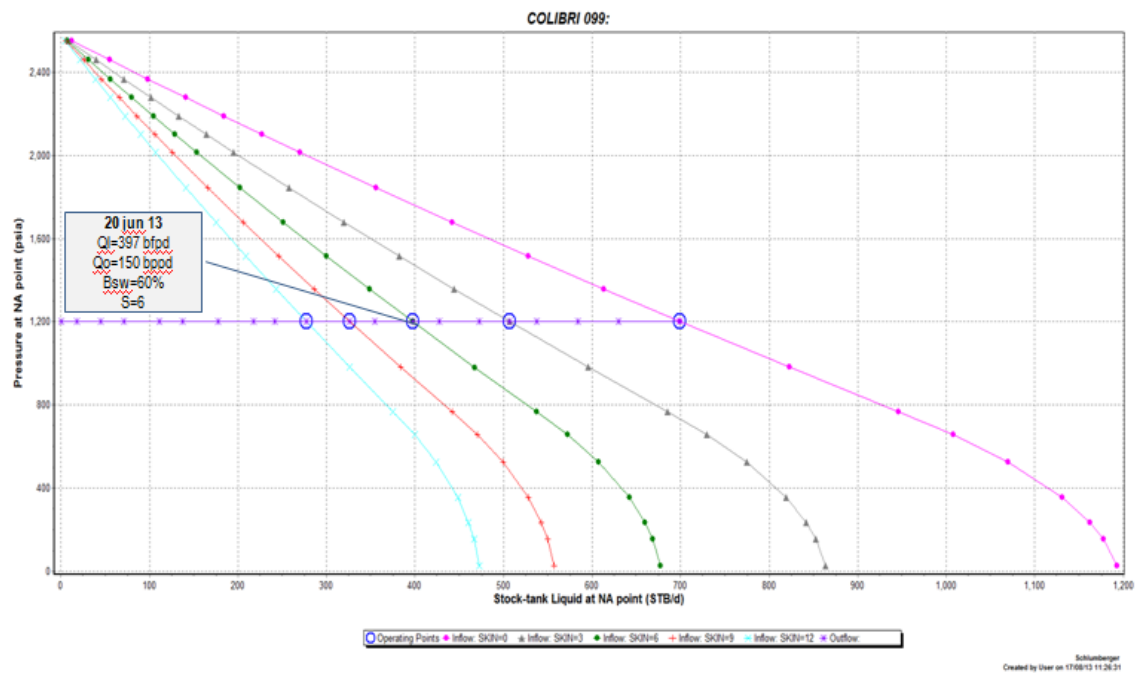


Gráfico 60. Sensibilidad de corte de agua para el pozo Colibrí - 70

Modificado por: Santiago Cordero

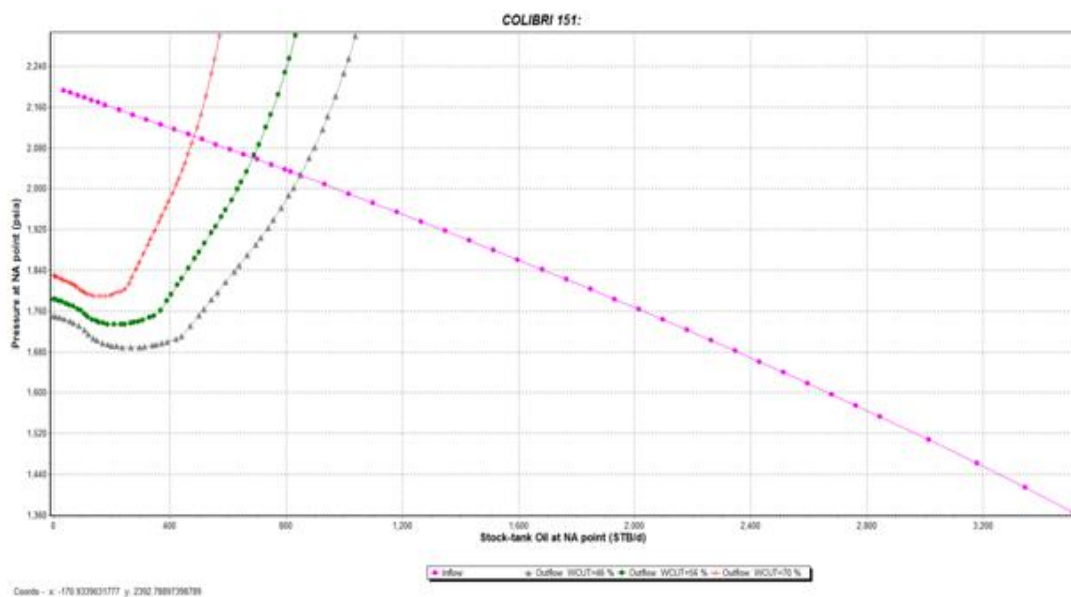
Fuente: Proyecto Consorcio Shushufindi

Colibrí – 99



Colibrí – 151

Pozo con problemas de escala. De acuerdo a su producción sufrió un aumento en el BSW, tal como se muestra en la sensibilidad.



Colibrí – 211

Pozo con problemas de escala. De acuerdo a su producción sufrió un aumento en el BSW, tal como se muestra en la sensibilidad.

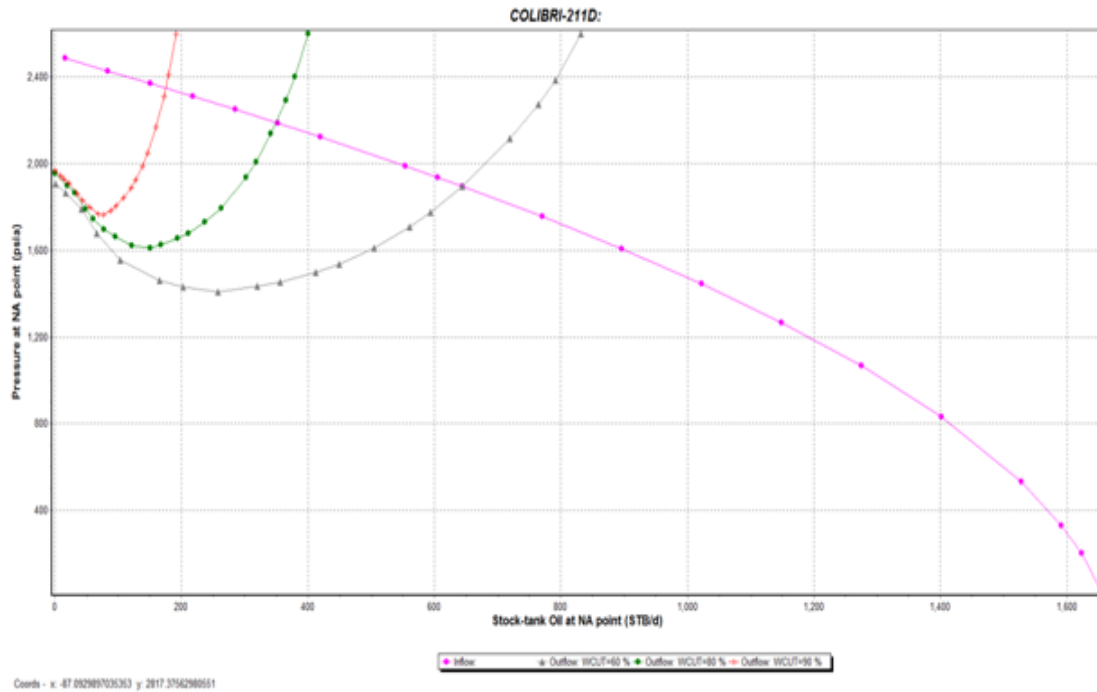


Gráfico 63. Sensibilidad de corte de agua para el pozo Colibrí – 211

Modificado por: Santiago Cordero

Fuente: Proyecto Consorcio Shushufindi

5. Índices de Heterogeneidad

El índice de heterogeneidad de producción de agua (HI_w) y el índice de heterogeneidad de producción de aceite (HI_o) se obtiene para cada pozo utilizando la base de datos de OFM (Oil Field Manager) en donde se encuentra toda la información acerca de datos del campo Colibrí.

El índice de heterogeneidad es una medida de cuanto produce un pozo de un fluido con respecto a los demás pozos del campo. Matemáticamente se calcula:

$$HI_o = \frac{\text{tasa de produccion de petroleo del pozo}}{\text{promedio ponderado de tasa de produccion de aceite del campo}}$$

$$HI_w = \frac{\text{tasa de produccion de agua del pozo}}{\text{promedio ponderado de tasa de produccion de agua del campo}}$$

Es posible construir un gráfico en coordenadas cartesianas en donde se grafican el índice de heterogeneidad acumulado del petróleo (eje de las X) contra el índice de heterogeneidad del agua o del gas (eje de las Y).

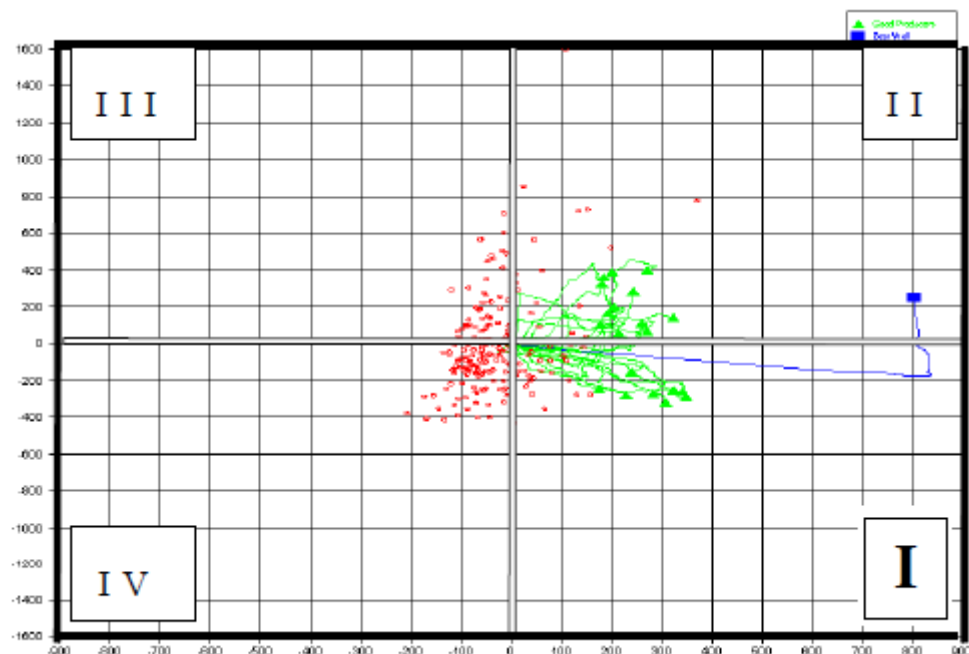


Gráfico 64. Índice de Heterogeneidad para el campo Colibrí.

Fuente: OFM Tutorial

Estos ejes de coordenadas dan como resultado cuatro cuadrantes hacia donde los puntos se mueven. Cada punto representa el comportamiento de un pozo, el cual puede ser trazado en toda su trayectoria si así se desea. Cada cuadrante representa el lugar geométrico de un cierto tipo de pozos, dependiendo de las variables que hayan sido seleccionadas.

Por ejemplo, en el caso de graficar el índice de heterogeneidad de petróleo y agua, el cuadrante 1 alojará los pozos con mayor tasa de petróleo y menor tasa de agua, es decir, los mejores pozos del yacimiento, el cuadrante 2 alojará pozos con tasas de petróleo mayores al promedio, pero con altas tasas de agua, los cuadrantes 3 y 4 alojarán pozos con baja producción de petróleo, sólo que el primero también producirá más agua que el promedio, en tanto que el segundo por el contrario estará bajo ese promedio.¹⁴

Dadas las características muy particulares de cada cuadrante, es posible relacionar los pozos que allí se alojan con ciertas características del modelo geológico, aunque esa vinculación no tiene ninguna garantía de validez.

Por ejemplo, los pozos del cuadrante 1 posiblemente se encuentren ubicados en la zona del yacimiento con la mejor calidad de roca reservorio, es decir, con mejor permeabilidad, porosidad o espesor de arena. En cambio, los del cuadrante 2 tal vez están respondiendo al efecto de algún proyecto de inyección de agua o a la presencia de un acuífero cercano activo, con buena eficiencia de desplazamiento, dado que existe una alta producción de petróleo.

En contraposición, los pozos del tercer cuadrante no muestran esa eficiencia, lo cual probablemente indica la existencia a una alta razón de movilidad y por ende una baja eficiencia de barrido, o quizás producto de fuentes externas a la completación actual, es decir, a comunicación hidráulica con zonas vecinas vía mala cementación, conificación o canalización del agua. Por último, el cuarto cuadrante aloja generalmente a los pozos menos productivos del yacimiento, probablemente por pobre calidad de la roca reservorio o por daño de formación.

¹⁴ Cabello, Solís Tania. Caracas. 2003

6. Mapas de Daño de Formación

Los mapas son correlaciones hechas para el campo a partir de eventos realizados en el campo, datos de producción, índices de saturación (SI) e índices de daño de formación, utilizando el paquete OFM. Los mapas son útiles para identificar el origen de las disminuciones de productividad y los posibles mecanismos de daño que se han presentado en la vida productiva de los pozos.

Adicionalmente se pueden correlacionar todas las combinaciones posibles entre los cuatro parámetros.

➤ Escala

Contiene el resultado del estudio base de escala efectuado por el Equipo de Flow Assurance. Dentro de esta información, se tienen los índices de saturación para 5 pozos como parámetro de tendencia a formación de escala, considerando los análisis de agua de superficie suministrados por PETROAMAZONAS. Se incluye esta variable de Índice de Saturación (SI), para cada elemento del sistema, como se indica en la gráfica.

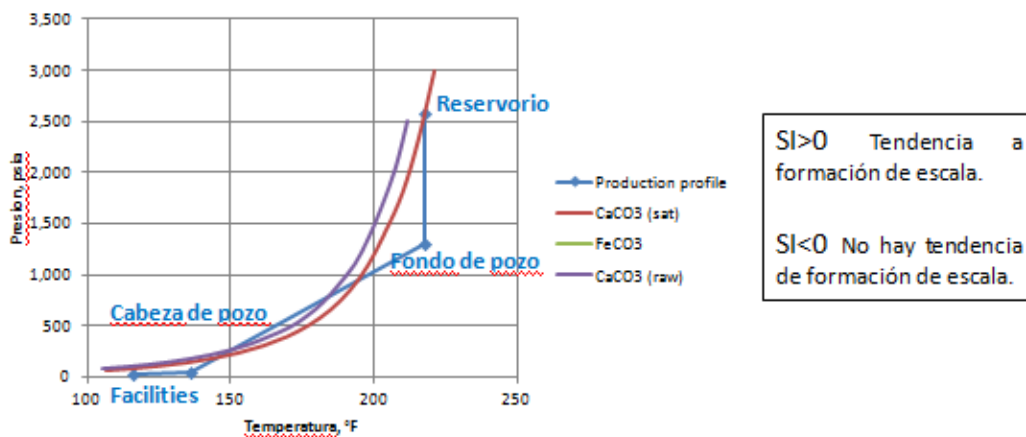


Gráfico 65. Índice de saturación para los pozos seleccionados.

Fuente: Proyecto Consorcio Shushufindi

A continuación se muestran las opciones para desplegar los mapas para analizar la escala que existe en el campo Colibrí.

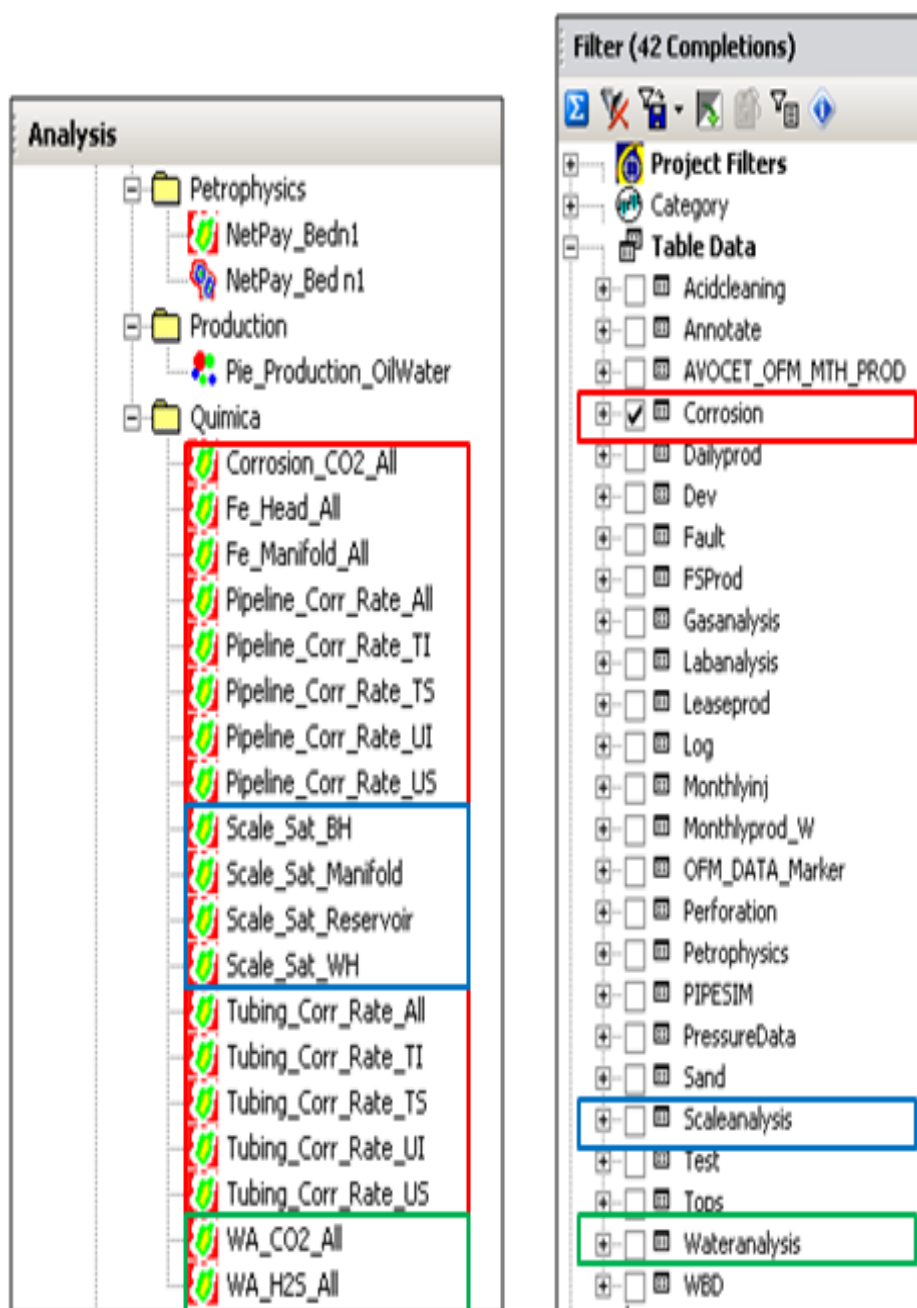


Gráfico 66. Opciones para desplegar los mapas de daño de formación en OFM.

Fuente: Proyecto Consorcio Shushufindi.

Modificado por: Santiago Cordero

Datos de Producción y Selección de Pozos

Se recopiló la información de 5 pozos asociados a la Estación Norte Producción: Crudo, agua y gas

- Análisis de agua y gas de 5 pozos (Información histórica del 2011 y 2012)
- Perfiles de Temperatura y presión

Análisis de Agua

Durante la separación algunos componentes importantes del agua pueden precipitarse si la muestra no es obtenida apropiadamente. Con el fin de obtener una muestra de agua representativa y evitar la precipitación de incrustaciones inorgánicas (Calcitas y Sulfatos) y compuestos insolubles de hierro, M-I utilizó el siguiente método para la obtención de muestra. Los inhibidores de incrustación y corrosión que eran inyectados en el fondo del pozo están incluidos en la muestra.

- Obtener 3 muestras de 500 ml en contenedores de teflón agregando 2-3 ml de HCl 15%
- Obtener 2 muestras de 500 ml en contenedores de teflón (sin HCl)
- Agregar 0.5-1.0 ml de rompedor de emulsión a cada contenedor y agitar manualmente 50-100 veces
- Ubicar los contenedores en el baño de agua a 700 C
- Después de 15 a 30 min, transferir el agua separada a un envase apropiado.

Ambas muestras de cada pozo, acidificada y no acidificada fueron enviadas para su análisis a los laboratorios analíticos de M-I Houston. Las muestras acidificadas fueron usadas para análisis de cationes y las no acidificadas para aniones y ácidos orgánicos.

- Cationes: Na^+ , K^+ , Ba^{+2} , Ca^{+2} , Sr^{+2} , Mg^{+2} , total Fe (todos por ICP).
- Aniones: Cl^- (titulación), Br^- , SO_4^{-2} (IC); HCO_3^- , CO_3^{-2} y OH^- (titulación).
- Ácidos Orgánicos: ácido fórmico, acético, propiónico, butírico, isobutírico, valérico y isovalérico (GC).

Datos de entrada

Los datos de entrada para el modelamiento de incrustaciones provienen de tres fuentes: información suministrada por PETROAMAZONAS y Consorcio Shushufindi, datos de campo y datos de análisis de agua. El grupo de ingeniería del Consorcio Shushufindi suministró la siguiente información.

- Temperaturas y Presiones de yacimiento (general)
- Perfiles de Temperatura y Presión de pozos (datos de monitoreo de ESP)
- Datos de producción de pozos: crudo, agua y gas
- Información de PVT para gas de las estaciones

El personal de M-I recolectó la siguiente información en el campo y en el laboratorio.

- Contenido de gas ácido: % molar de CO₂ y ppm de H₂S
- Temperatura y presión en cabeza de pozo
- Análisis de agua producida

Los perfiles de presión y temperatura usados para el modelamiento se encuentran en la tabla siguiente.

POZO	Res/PM		Entrada de Bomba		Cabezal		Separador	
	Temperatura	Presión	Temperatura	Presión	Temperatura	Presión	Temperatura	Presión
Colibrí - 70 T	259	2300	220	1501	203	190	120	35
Colibrí - 99 TI	275	2300	245	1807	195	165	120	35
Colibrí - 135 TI	242	2300	225	556	161	80	120	35
Colibrí - 151 TI	248	2300	214	1317	180	100	120	35
Colibrí - 211 TI	259	2300	223	1490	188	130	120	35

Tabla 15. Perfiles de T y P para los pozos de Colibrí Norte

Elaborado por: Santiago Cordero

Fuente: Proyecto Consorcio Shushufindi

Resultados

Corriendo sucesivos modelos de Oddo-Tomson de condiciones de yacimiento pasando por la bomba, cabeza de pozo hasta llegar al separador se puede determinar un patrón de tendencia de incrustaciones para cada pozo. Las tendencias de incrustaciones para calcita y sulfatos son determinadas simultáneamente. Todos los resultados están resumidos en la tabla 16 y los índices de saturación (SI) se indican en rojo.

POZO	Res/PM		Entrada de Bomba		Cabezal		Separador	
	mg/L	SI	mg/L	SI	mg/L	SI	mg/L	SI
Colibrí - 70 T	108	0.28	0	-0.01	140	0.40	99	0.26
Colibrí - 99 TI	302	0.83	228	0.57	176	0.42	82	0.18
Colibrí - 135 TI		-0.17	30	0.07	73	0.17	45.00	0.10
Colibrí - 151 TI	253	0.61	172	0.38	302	0.79	247	0.60
Colibrí - 211 TI		-0.73		-0.94		-0.45		-0.61

Tabla 16. Resumen de los índices de saturación (SI) de calcita para los pozos de Colibrí Norte

Elaborado por: Santiago Cordero

Fuente: Proyecto Consorcio Shushufindi

Los resultados indican que los 5 pozos en el grupo comparten un alto riesgo de formación de calcita y sulfatos desde el fondo de pozo hasta la superficie. Otro objetivo del modelamiento de incrustaciones es determinar la tendencia a formar solo incrustaciones de sulfato de calcio, en nuestro estudio solo es pozo Colibrí - 70 presenta una alto riesgo de incrustaciones de sulfato de calcio (color verde). Los datos de incrustaciones de Calcita se encuentran en la tabla 17.

Muchos pozos tienen un bajo riesgo de incrustaciones de sulfato de calcio. El índice de incrustaciones del sulfato de calcio es positivo pero el grado de super saturación es bajo menor a 5 mg/l de calcita, se formaría la incrustación si el agua alcanza el equilibrio. La cinética para formación de sulfato de calcio es lenta y la depositación se vería favorecida solo en áreas con bajas velocidades de flujo.

POZO	Res/PM		Entrada de Bomba		Cabezal		Separador	
	mg/L	SI	mg/L	SI	mg/L	SI	mg/L	SI
Colibrí - 70 T	28	0.88	29	0.97	29	1.06	31	1.36
Colibrí - 99 TI	4	0.49	5	0.52	5	0.66	6	0.94
Colibrí - 135 TI	6	0.52	6	0.61	7	0.71	7.00	0.90
Colibrí - 151 TI	5	0.58	5	0.66	5	0.78	6	1.02
Colibrí - 211 TI	3	0.67	3	0.71	3	0.82	3	1.07

Tabla 17. Resumen de SI de sulfato de calcio para los pozos de Colibrí Norte

Elaborado por: Santiago Cordero

Fuente: Proyecto Consorcio Shushufindi

Observaciones

De los resultados obtenidos de los cálculos es claro que los pozos en Colibrí Norte tienen un riesgo significativo de incrustaciones de calcita. El alto riesgo es consistente con los datos históricos de los pozos en el campo Colibrí y con la inyección de inhibidor de incrustaciones vía capilar en los pozos de Colibrí Norte. Es posible desarrollar relaciones mirando los datos de entrada y los resultados de predicción de incrustaciones.

En el caso de los pozos de Colibrí Norte, estos pueden ser divididos en dos categorías

- Pozos con un alto riesgo de incrustaciones de Calcita SI > 100 mg/l
- Pozos con riesgo de incrustaciones de Calcita SI < 100 mg/l

Pozos con alto riesgo de incrustaciones de Calcita (Categoría 1)

El pozo con un alto riesgo de incrustaciones de calcita son Colibrí Norte 151. En este caso un alto riesgo de incrustaciones de calcita está definido como pozos que podrían precipitar más de 100 m/l de calcita. La otra característica que tienen en común estos pozos es un bajo TDS (sólidos totales disueltos). El TDS para estos pozos es < 20000 mg/l.

Pozo	TDS	Calcita mg/L
Colibrí - 151 TI	16925	302
Colibrí – 99 TI	17107	302
Colibrí – 211 TI	10345	

Tabla 18. Pozos con daño de formación por escala categoría 1

Elaborado por: Santiago Cordero

Fuente: Proyecto Consorcio Shushufindi

Pozos con riesgo de incrustaciones de Calcita (Categoría 2)

Hay dos pozos con riesgo de incrustaciones de calcita que tienen tendencias incrustantes. En este caso el grado de súper saturación es menor de 100 mg/l. Los pozos son Colibrí Norte 70 y 135. Estos pozos tienen TDS que van de 14000 a 45000 mg/l. En la tabla se encuentra un resumen de los datos.

Pozo	TDS	Calcita mg/L
Colibrí - 70 T	44944	140
Colibrí- 135 TI	25071	73

Tabla 19. Pozos con daño de formación por escala categoría 2

Elaborado por: Santiago Cordero

Fuente: Proyecto Consorcio Shushufindi

Colibrí - 211 TI

Durante el mes de abril se reportaron incrustaciones en la cabeza de pozo y en la línea de flujo del Colibrí - 211 TI. Una muestra de incrustaciones fue removida y probada por personal de operaciones.

POZO	Res/PM		Entrada de Bomba		Cabezal		Separador	
	mg/L	SI	mg/L	SI	mg/L	SI	mg/L	SI
Colibrí - 211 T	259	2300	223	1490	188	130	120	35
Calcita		-0.73		-0.94		-0.45		-0.61
Barita		0.67		0.71		0.82		1.07

Tabla 20. Datos del pozo Colibrí - 211 TI (basados en análisis de agua)

Elaborado por: Santiago Cordero

Fuente: Proyecto Consorcio Shushufindi

Colibrí - 211 TI es un pozo que pertenece a la categoría 1 y se le han hecho predicciones de tener un riesgo alto de incrustaciones con base en similitudes con otros pozos. Sin embargo, la predicción actual sugiere que la que los fluidos no están saturados con calcita.

Una posible explicación para esto es que el agua producida fue tomada en un momento que el inhibidor de incrustaciones no estaba siendo inyectado en el pozo – Febrero 2013.

Durante este intervalo, se estaba precipitando en el fondo del pozo calcita y algunos de los iones incrustantes no llegaron a la superficie.

Un uso alternativo del programa de predicción de incrustaciones es forzar al agua a ser saturada a condiciones de yacimiento (estado estándar) y después utilizar los datos modificados para correr nuevamente el modelo.

La opción preferida es cambiar la alcalinidad y no el % molar de CO₂. La alcalinidad determinada en el laboratorio es 610 mg/l de bicarbonato. Si la saturación es forzada a condiciones de yacimiento, el nuevo valor es 1,394 mg/l que es más del doble del valor en superficie.

Si se usa esta nueva alcalinidad el riesgo de incrustación de de calcita cambia y ahora es evidente que en Colibrí - 211 TI el riesgo puede ser significativo.

POZO	Res/PM		Entrada de Bomba		Cabezal		Separador	
	mg/L	SI	mg/L	SI	mg/L	SI	mg/L	SI
Colibrí - 211 TI	259	2300	223	1490	188	130	120	35
Calcita				-0.21	226	0.31	120	0.16
Barita		0.67		0.71		0.82		1.07

Tabla 21. Datos para Colibrí-211D TI después de los fluidos de saturación a condiciones de equilibrio.

Elaborado por: Santiago Cordero

Fuente: Proyecto Consorcio Shushufindi

El modelo con una modificación predice ahora incrustaciones cerca a la cabeza del pozo y en la línea de flujo hasta el separador. El Segundo cálculo con la alcalinidad modificada justifica la inclusión de Colibrí - 211 TI en la Categoría 1.

CAPÍTULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

- ✓ El presente trabajo define una metodología óptima para poder identificar daños de formación para el campo Colibrí, en el cual se detallan los pasos para detectar un daño con datos disponibles que tiene el pozo con el fin de establecer una hipótesis del porque se produjo el daño en el pozo seleccionado.
- ✓ La metodología aplicada en el campo Colibrí ofrece un alto grado de confiabilidad para la identificación de daño de formación por incrustaciones de escala, además puede ser usada de forma total o parcial en la identificación de daño de formación en otros campos.
- ✓ En el análisis de producción y presión se pudo observar que hay cambios drásticos tanto en la producción (declinación de la producción) como en la presión (disminución de presión en las paredes del pozo), debido a que hubo un daño de formación el cual nos ayudó para realizar nuestro estudio.
- ✓ Los diagnósticos de presencia de precipitados orgánicos también son rápidos y confiables, el uso de puntos de fluidez ha sido parámetro importante para el diagnostico de precipitados parafínicos y el análisis SARA para la identificación de precipitados asfaltenicos.
- ✓ El modelo aplicado de Oddo-Tomson es muy confiable para el modelamiento de aguas porque nos ayuda a identificar el contenido de minerales en el agua y así poder realizar nuestro estudio en cada pozo seleccionado.
- ✓ El modelamiento de incrustaciones y corrosión usando nuevos análisis de agua y datos de producción suministrados por PETROAMAZONAS y Consorcio Shushufindi, confirma que estos dos fenómenos deben ser controlados en el campo Colibrí. El enfoque actual de inyección de inhibidores de incrustaciones y corrosión a fondo de pozo a través de capilares debe continuar y podría ser necesario extender a otros pozos.
- ✓ La calcita es la principal incrustación que se produce en los pozos del campo Colibrí, sin embargo los nuevos análisis de agua sugieren que se puede presentar barita en algunos pozos. En la mayoría de los casos la cinética de depositación favorece a las incrustaciones de calcita sobre las incrustaciones de barita.

- ✓ En el caso de incrustaciones de calcita, es importante continuar monitoreando y analizando. Un ejemplo de esta necesidad de monitoreo continuo y análisis es Colibrí Norte 70 TI.

RECOMENDACIONES

- ✓ El agua del pozo y composiciones de aceites deben ser validados a través de muestreos BH y análisis avanzado de laboratorio. Esto es necesario para validar, mejorar y ampliar el uso de modelos de evaluación de riesgos de escala a través del campo Shushufindi.
- ✓ Se recomienda llevar a cabo una campaña de limpieza con ácido y antiescala para pozos con alto contenido de escala antes de llegar a la criticidad del daño de formación por escala existente. Los pozos que se incluirán deben ser los pozos de más alto rango de la asignación de campo desarrollado en este proyecto.
- ✓ Con posterioridad a los tratamientos de limpieza, la eficacia de los tratamientos debe ser evaluada sobre la base de la cantidad medida de CaCO_3 eliminado durante el tratamiento.
- ✓ En el caso de incrustaciones de calcita, es importante continuar monitoreando y analizando. Un ejemplo de esta necesidad de monitoreo continuo y análisis es Colibrí – 211 TI.
- ✓ La metodología para evaluar la tendencia de escala mediante la medición in situ y técnicas de monitoreo debe ser estandarizada y ampliada. Esto mejorará la calidad de la evaluación del riesgo de escala que se lleva a cabo de forma rutinaria a través del campo, y le ayudará a hacer el plan de gestión a escala más proactivo.
- ✓ Un programa de evaluación comparativa de la composición debería ponerse en marcha, que incluye muestreo de superficie avanzado y detallado análisis de laboratorio para mejorar la asignación de escala y los métodos de supervisión de rutina.
- ✓ El modelo de Oddo-Tomson actualmente en uso en el campo Colibrí debería sustituirse por otros modelos de alto nivel a escala probados en el entorno de campos petroleros como ScaleChem.

Realizar un análisis completo, del agua de todos los pozos que son actualmente tratados con inhibidor de corrosión e incrustaciones. Si el inhibidor de incrustaciones está trabajando adecuadamente, el agua muestreada en la superficie debería ser representativa del agua que entra en la bomba electro sumergible.

CAPÍTULO VI

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BIBLIOGRAFÍA

1. ACHIG L., (1988), Metodología de la Investigación Científica. Edibosco, 319 p., Cuenca.
2. BAKER HUGHES-FLUIDOS DE PERFORACION, (2006), Reporte de Retorno de Permeabilidad, 3 p.
3. BJ SERVICES COMPANY, (2005), Formation Damage, 148 p.
4. CIGUELA J., (2003), Well Estimulation Practical and Applied. Petroenergy, 200 p., Quito.
5. CIVAN FARUK, (2000), Reservoir Formation Damage: Fundamentals, Modeling, Assessment, and Mitigation. Gulf Publishing Company, 740 p. Houston, Texas.
6. CRAFT B. C. & HAWKINS M. F., (1968), Ingeniería aplicada de Yacimientos Petrolíferos. Editorial TECNO, 560 p., Madrid.
7. ESCOBAR FREDDY H., PH.D., (2004), Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Editorial Universidad Sur colombiana, 331p., Colombia
8. AHMED, T. (2010). Reservoir Engineering Handbook. Gulf Professional.
9. TOMSON, J. E. ODDO AND M. B. 1999. The Prediction of Scale and CO₂ Corrosion in Oil Field Systems. Corrosion. Paper no. 41.
10. FIROZABAD, A. Thermodynamics of Hydrocarbon Reservoirs. s.l.: McGraw-Hill, 1999.
11. MENDOZA ALBERTO. Daños a la formación. ICP-Piedecuesta, 2008
12. REINSTAG JORGE IVAN, 2009. Metodología de diagnostico de daño de formación, 64 p., Bucaramanga.
13. SOLIS TANIA M, 2003. Aplicación de Técnicas Especiales de Control y Seguimiento de Yacimientos, 350 p., Caracas.
14. CLAUS MARX, 1987. Evaluation of Formation Damage Caused by Drilling Fluids. Paper SPE, ITE-TU.
15. HOUCHIN, D.D. DUNLAP. 2000. Formation Damage during Gravel Pack Completions. SPE 17166.
16. GENG JIAOJIAO. 2010. Mechanisms and Prevention of Damage for Formations with Low-porosity and Low-permeability. SPE 130961.
17. LEBOURG M. 2006. Detection of deep Formation Damage. PETSOC 6800.
18. RODRIGUEZ, R. (25 de Octubre de 2006). Rocas y yacimientos sedimentarios detríticos. Recuperado el 19 de Diciembre de 2012, de
19. PIRSON S., Ingeniería de Yacimientos Petrolíferos.
20. TIAB DJEBBAR & DONALDSON C. 2004. Petrofísica. Segunda Edición. 926 p., Cambridge.

21. OILFIELD REVIEW. 2007. Manejo de la producción de arena, Asfaltenos, Compresión de la Mojabilidad. 73 p., Schlumberger.
22. Oilfield Glossary Schlumberger.
23. Ammott E: "Observations Relating to the Wettability of Pours Rock," AIME 216 (1959)

WEBGRAFÍA

1. <http://hub.com>
2. <http://www.lacomunidadpetrolera.com> (Acceso: 17 de abril del 2012).
3. <http://es.scribd.com>
4. http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish07/aut07/p44_61.pdf
5. <http://www.slb.com/about/who.aspx>
6. <http://www.slb.com/about/codeofethics.aspx>
7. <http://www.slideshare.net/gabosocorro/dano-de-formacion>
8. www.speedia.slb.com
9. http://www.glossary.oilfield.slb.com/en/Terms/d/dual_water.aspx (Acceso: 25 de mayo del 2013)
10. http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish00/win00/p58_78.pdf. (Acceso: 19 de junio del 2012).

CAPÍTULO VII

ANEXOS

Glosario

A

Agua de formación: Agua que se encuentra conjuntamente con el petróleo y el gas en los yacimientos de hidrocarburos. Puede tener diferentes concentraciones de sales minerales.

Anisotrópico: es la propiedad general de la materia según la cual cualidades como: elasticidad, temperatura, conductividad, velocidad de propagación de la luz, etc., varían según la dirección en que son examinadas.

API (American Petroleum Institute): La gravedad específica del petróleo se determina sobre la base de los estándares del API.

Extra pesado < 10

Pesado 10 - 20

Medio 20 - 35

Liviano 35 – 45

Asfaltenos: son una familia de compuestos químicos orgánicos del petróleo crudo y representan los compuestos más pesados y por tanto, los de mayor punto de ebullición.

B

Bentonita: es una arcilla de grano muy fino (coloidal) del tipo de montmorillonita que contiene bases y hierro, utilizada en cerámica.

BSW: es el contenido máximo de sedimentos y agua que el petróleo crudo pueda contener para poder ser transferido.

C

Capilaridad: es una propiedad que permite que por un espacio muy reducido se mueva un fluido por efecto de la tensión superficial.

D

Daño de formación (Skin): Es la alteración, natural o inducida, de las propiedades petrofísicas de la roca de formación que caracterizan el flujo de fluidos a través de la misma.

Drawdown: es una prueba de presión durante el período de flujo y consiste en la medición de presiones en el fondo del pozo, hecha durante un determinado período de tiempo a una tasa de producción constante.

E

Esmectita: son filosilicatos, no plásticos a consecuencia de su morfología laminar, a su pequeño tamaño de partícula y alta capacidad de hinchamiento.

F

Filtración: Se denomina filtración al proceso unitario de separación de sólidos en suspensión en un líquido mediante un medio poroso, que retiene los sólidos y permite el pasaje del líquido.

Fluido de perforación: Mezcla utilizada para estabilizar las paredes del pozo, controlar la presión del fondo de pozo y transportar a superficie los ripios de perforación. Sinónimo de lodos de perforación.

G

Garganta poral: Descripción geométrica del poro.

I

Índice de productividad: Es la razón de la rata de producción, en barriles fiscales por día, a la presión diferencial ($P_e - P_{wf}$) en un punto medio del intervalo productor. El índice de productividad es una medida del potencial del pozo o de su capacidad de producir.

Ilita: es, posiblemente, el grupo más abundante en los depósitos arcillosos marinos modernos. Es también la arcilla más abundante en los depósitos sedimentarios antiguos y es el material arcilloso predominante en las lutitas.

M

Mojabilidad: Es la tendencia de un fluido a adherirse a una superficie sólida en presencia de un fluido inmiscible tratando de alcanzar la mayor área de contacto posible con dicho sólido.

N

Núcleos (Cores): son muestras de roca extraída dentro de la tubería de perforación donde se pueden realizar medidas directas de las características petrofísicas de la formación.

P

Permeabilidad: Capacidad de un fluido para moverse a través de las grietas, poros y espacios interconectados dentro de una roca.

Polímero: Sustancia natural o sintética constituida por moléculas de elevado peso molecular, resultante de la unión de moléculas sencillas, en número suficiente para que las propiedades no varíen sustancialmente por la adición o eliminación de alguna de ellas.

Porosidad: Espacio vacío existente en una roca que generalmente se expresa en forma de porcentaje y es la relación entre el volumen de los huecos o espacios vacíos de una roca y su volumen total.

Puenteo: El concepto del puenteo de partículas del lodo en un medio poroso sugiere que deberá existir cierta relación entre los tamaños de partículas del lodo y el tamaño del poro para que se realice un puenteo óptimo.

R

Revoque (*mud cake*): Es el material que se constituye alrededor de las paredes del pozo.

S

Surfactante: son sustancias que influyen por medio de la tensión superficial en la superficie de contacto entre dos fases (por ejemplo dos líquidos insolubles uno en otro). Cuando se utilizan en la tecnología doméstica se denominan como emulgentes o emulsionantes; esto es, sustancias que permiten conseguir o mantener una emulsión.

T

Tensiactivo: sustancia que presenta la facilidad para disgregarse ante la acción de bacterias, en presencia o no de oxígeno, es decir para transformarse en CO₂ y agua es corto.

Tensión Superficial: fuerza de atracción intermolecular en los líquidos se manifiesta de tal manera que sobre las moléculas de la superficie ejercen una fuerza de atracción las moléculas del interior del líquido, reduciendo así el área de superficie a un mínimo.

Trépano: es un dispositivo que se coloca en el final de una sarta de perforación para que rompa, corte y muele las formaciones rocosas mientras se perfora un pozo, ya sea éste un pozo de gas, agua o petróleo.

Y

Yacimiento: Hidrocarb. Acumulación de hidrocarburos en una roca porosa y permeable del subsuelo. Los fluidos se segregan por densidades, de forma que el gas ocupa la parte más alta, el petróleo la intermedia y el agua la inferior. *Geol.* Masa mineral explotable de origen sedimentario.

LISTA DE TABLAS

TABLA	Pág.
Tabla 1. Estado actual de los pozos del Campo Colibrí.....	18
Tabla 2. Producción Acumulada por Estación del Campo Colibrí (Dic-2012).....	22
Tabla 3. Difracción de Rayos X para la mineralogía de las arenisca.....	24
Tabla 4. Clasificación de la porosidad.....	29
Tabla 5. Clasificación de la permeabilidad.....	31
Tabla 6. Modelo de datos de presión de Build Up.....	48
Tabla 7. Clasificación del daño de formación.....	64
Tabla 8. Clasificación del tamaño de sólidos cortados de la formación.....	66
Tabla 9. Causas más comunes del daño de formación asociados a condiciones del pozo.....	70
Tabla 10. Mineralogía mediante análisis SEM y XRD.....	81
Tabla 11. Mineralogía en porcentaje de los pozos seleccionados.....	81
Tabla 12. Análisis SARA para los pozos seleccionados.....	84
Tabla 13. Interpretación de B'UP para los pozos Colibrí 70 y 99.....	100
Tabla 14. Interpretación de B'UP para el pozo Colibrí 151.....	101
Tabla 15. Perfiles de T y P para los pozos de Colibrí Norte.....	113
Tabla16. Resumen de los índices de saturación (SI) de calcita para los pozos de SSFD Norte.....	114
Tabl17. Resumen de SI de sulfato de calcio para los pozos de Colibrí Norte.....	114
Tabla 18. Pozos con daño de formación por escala categoría 1.....	115
Tabla 19. Pozos con daño de formación por escala categoría 2.....	115
Tabla 20. Datos del pozo Colibrí - 211 TI (basados en análisis de agua).....	116
Tabla 21. Datos para Colibrí-211D TI después de los fluidos de saturación a condiciones de equilibrio.....	117

LISTA DE GRÁFICOS


GRÁFICO	Pág.
Gráfico 1. Ubicación del Campo Colibrí.....	13
Gráfico 2. Columna Estratigráfica de la Cuenca Oriente.....	17
Gráfico 3. Estado actual de los pozos del Campo Colibrí.....	18
Gráfico 4. Producción Histórica Anual del Campo Colibrí.....	19
Gráfico 5. Producción Histórica Acumulada del Campo Colibrí.....	20
Gráfico 6. Producción Histórica Anual de Petróleo por Estación del Campo Colibrí.....	21
Gráfico 7. Producción Histórica Anual de Agua por Estación del Campo Colibrí.....	21
Gráfico 8. Estructura de una arenisca.....	23
Gráfico 9. Mineralogía de una Esmectita.....	24
Gráfico 10. Mineralogía de una Illita.....	25
Gráfico 11. Mineralogía de una Caolinita.....	25
Gráfico 12. Mineralogía de una Clorita.....	25
Gráfico 13. Tipos de empaquetamiento de una roca.....	27
Gráfico 14. Representación del tamaño de grano y forma de una arena.....	27
Gráfico 15. Representación de la porosidad efectiva y absoluta de una roca.....	28
Gráfico 16. Representación de la permeabilidad horizontal y vertical de una roca.....	31
Gráfico 17. Curvas de permeabilidad relativa.....	33
Gráfico 18. Representación de la relación entre la porosidad y permeabilidad.....	37
Gráfico 19. Representación de la reducción de la permeabilidad.....	38
Gráfico 20. Mojabilidad ángulo de contacto.....	39
Gráfico 21. Medición de la mojabilidad en núcleos.....	41
Gráfico 22. Medición del ángulo de contacto.....	41
Gráfico 23. Diagrama de Presión Capilar.....	43
Gráfico 24. Descenso de agua en un capilar, en un sistema agua- petróleo (fase mojante: petróleo).....	44
Gráfico 25. Comportamiento de la curva de la tasa respecto al tiempo antes y después del cierre del pozo.....	46
Gráfico 26. Cambio de presión de fondo fluyente del pozo con respecto al tiempo.....	46
Gráfico 27. Representación para el cálculo de la presión estática del yacimiento.....	47
Gráfico 28. Diagrama de desplazamiento diferencial.....	51
Gráfico 29. Esquema del análisis SARA.....	52
Gráfico 30. Extractor de rocas; (a) barril extractor de tubo simple, (b) barril extractor de tubo doble.....	54

Gráfico 31. Equipo de Intrusión-Extrusión de mercurio Fisons Pascal 140 y Pascal 240.....	55
Gráfico 32. Representación de factores que afectan los núcleos.....	56
Gráfico 33. Yacimiento con Empuje Hidráulico.....	58
Gráfico 34. Yacimiento con Empuje por Gas en Solución.....	59
Gráfico 35. Diagrama de empuje por capa de gas.....	60
Gráfico 36. Compresibilidad de la roca y fluidos.....	61
Gráfico 37. Túnel Típico de Perforación, Perforación Jet.....	66
Gráfico 38. Representación de un Disparo y los Residuos.....	68
Gráfico 39. Costra Sobre Superficie Plana Del Núcleo (Plug).....	72
Gráfico 40. Tipos de emulsiones (Agua – Petróleo y Petróleo – Agua).....	73
Gráfico 41. Diagrama del efecto por bloqueo de agua.....	75
Gráfico 42. Disposición de los Asfaltenos en el crudo según modelo termodinámico coloidal.....	76
Gráfico 43. Depósitos minerales en la tubería.....	78
Gráfico 44. Imagen de la muestra 6 por análisis SEM para el pozo Colibrí –70.....	82
Gráfico 45. Imagen de la muestra 47c por análisis SEM para el pozo Colibrí – 151.....	83
Gráfico 46. Trabajos de recuperación de producción en el campo Colibrí.....	90
Gráfico 47. Porcentaje de materiales encontrados en el campo Colibrí durante Workover.....	90
Gráfico 48. Producción diaria y acumulada del pozo Colibrí – 18.....	91
Gráfico 49. Análisis de la declinación de la producción total, Pozo Colibrí - 70.....	92
Gráfico 50. Producción diaria y acumulada del pozo Colibrí – 70.....	93
Gráfico 51. Producción diaria y acumulada del pozo Colibrí – 99.....	94
Gráfico 52. Producción Histórica Anual de Petróleo del pozo Colibrí – 135.....	95
Gráfico 53. Producción diaria y acumulada del pozo Colibrí – 151.....	96
Gráfico 54. Producción diaria y acumulada del pozo Colibrí – 211.....	97
Gráfico 55. Historial de presión en el campo Colibrí.....	99
Gráfico 56. Diagnóstico Log-Log de la prueba de presión para el pozo Colibrí – 135.....	100
Gráfico 57. Diagnóstico Log-Log de la prueba de presión para el pozo Colibrí - 151.....	102
Gráfico 58. Diagnóstico Log-Log de la prueba de presión para el pozo Colibrí – 211.....	102
Gráfico 59. Sensibilidad de daño de formación para el pozo Colibrí – 18.....	104
Gráfico 60. Sensibilidad de corte de agua para el pozo Colibrí - 70.....	105
Gráfico 61. Sensibilidad de daño de formación para el pozo Colibrí – 99.....	106
Gráfico 62. Sensibilidad de corte de agua para el pozo Colibrí – 151.....	106
Gráfico 63. Sensibilidad de corte de agua para el pozo Colibrí – 211.....	107
Gráfico 64. Índice de Heterogeneidad para el campo Colibrí.....	108
Gráfico 65. Índice de saturación para los pozos seleccionados.....	110
Gráfico 66. Opciones para desplegar los mapas de daño de formación en OFM.....	111

ANEXO A. Datos disponibles para el Campo Shushufindi.

				INFORMACION DISPONIBLE				
N.-	POZO	ARENA	ESTACION	PRODUCCION	PRUEBAS DE BUP	ANALISIS DE LABORATORIO	ANALISIS FISICOQUIMICO	HISTORIAL DE WORKOVER
1	COLIBRI - 18	UI	COLIBRI	X	-	-	X	X
2	COLIBRI - 70	T	NORTE	X	-	X	X	X
3	COLIBRI - 99	TI	NORTE	X	-	-	-	-
4	COLIBRI - 135	UI	NORTE	X	X	X	-	-
5	COLIBRI - 151	TI	NORTE	X	X	-	-	-
6	COLIBRI - 211	UI	NORTE	X	X	-	X	X

ANEXO B: Resultados de los análisis XRD / XRF para las muestras del pozo Colibrí - 70.



M-I SWACO
A Schlumberger Company
5950 NORTH COURSE DRIVE, HOUSTON, TX 77072
281 561-1383 FAX 281 561-7240

ANALYTICAL SERVICES LABORATORY

Project Number: AS051-0708-2013

Analyst: Tyler Adams

Date: 7/15/2013

Sample Identification: Two samples sent from PT SSF-70 Motor and Tuberia

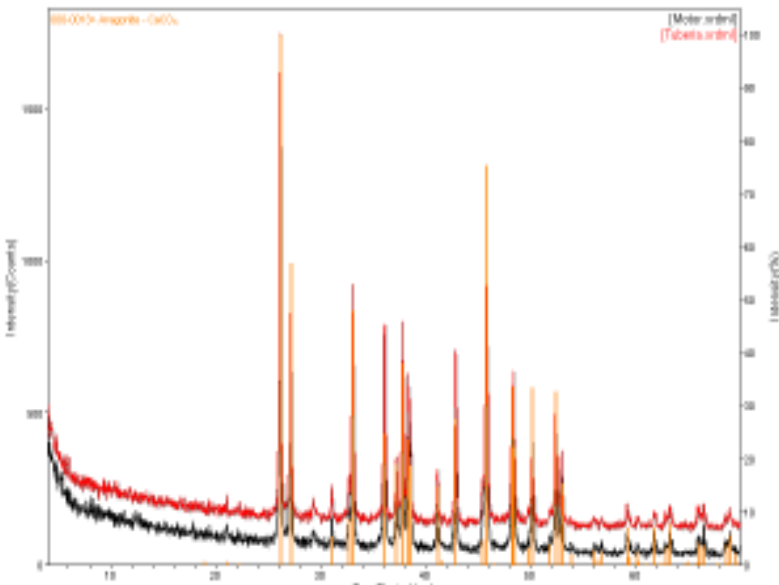
Lab Master Number: 20132186-001 & -002

Request: XRD/XRF

Testing Procedure: Semi-quantitative XRD and XRF

Test Data:
Mineralogical Data (wt%):

	Motor	Tuberia
Aragonite CaCO_3	96%	90%
Quartz	-	1%
Celestine SrSO_4	4%	4%
Fe Oxides	-	4%
Barite	-	1%



Conclusion: Both samples are primarily Aragonite (CaCO_3). Aragonite is most commonly found as a scale.

Copies to: Khoa Ky / Pramod Akhade

Marc Churruarin

File

Signed: Tyler Adams

Page 1 of 1

Notice: This report is limited to the described sample tested. Any person using or relying on this report agrees that M-I L.L.C. and its affiliates shall not be liable for any loss or damage, whether due to act or omission, resulting from such report or its use.

PREDICCIÓN DE LA TENDENCIA DEL AGUA [Is]

Datos:

Compañía	EP PETROECUADOR
Campo	COLIBRI
Pozo	COLIBRI-18D
Arena	UI
Fecha	21-Mar-12
Realizado por:	H. MERINO/R. YANEZ

Análisis del agua

Dureza total (ppm CaCO ₃)	25600
Dureza cálcica (ppm CaCO ₃)	21100
Dureza magnésica (ppm CaCO ₃)	4500
Alcalinidad total (ppm CaCO ₃)	180

Cationes (mg/L)

Ca ⁺⁺	8440
Mg ⁺⁺	1093.5
Na ⁺	41212
Ba ⁺⁺	0
Sr ⁺⁺	0

Aniones (mg/L)

HCO ₃ ⁻	219.6
SO ₄ ⁼	60
CL ⁻	81500

Nota: Ingresar los datos únicamente en las celdas resaltadas con verde

Temperatura Cabeza	134.6	BPPD	1863
Presion psi cabeza.	105	BAPD	466
CO ₂ X molar	5	MMscf	0.369
Profundidad del pozo	9033		
Temp. de Fondo	267		
Presión de fondo	1644		

CALCULO DE INDICE DE SATURACION

(Basado en el modelo de Oddo-Tomson)

Información del origen de la muestra

Compañía	EP PETROECUADOR
Campo	COLIBRI
Pozo	COLIBRI-18D
Arena	UI
Fecha	21-Mar-12
Realizado por :	H. MERINO/R. YANEZ

Analisis del Agua (mg/L)

Calcio	8440
Magnesio	1093.5
Bario	0
Estroncio	0
Sodio *	41212
Alcalinidad	219.6
Sulfatos	60
Cloruros	81500

* - Valor calculado

Variación de SI con la P & T

Temperatura	Presión	SI	Profundidad
135	105	-0.05	0
143	208	-0.18	602
152	310	-0.19	1204
161	413	-0.16	1807
170	515	-0.10	2409
179	618	-0.03	3011
188	721	0.05	3613
196	823	0.13	4215
205	926	0.23	4818
214	1028	0.32	5420
223	1131	0.42	6022
232	1234	0.52	6624
241	1336	0.62	7226
249	1439	0.72	7829
258	1541	0.83	8431
267	1644	0.93	9033

Produccion del pozo

BPPD	1863
BAPD	466
MMscf	0.369

Metodo de calculo

CO ₂ en gas	5.00%
------------------------	-------

Resultados de SI & PTB

Tipo de Escala	SI	PTB
Carbonato de calcio	-0.05	-22.1
Gypsum	-1.54	
Hemi-Hidrate	-1.50	
Anhidrite	-1.29	
Sulfato de Ba	#NUM!	
Sulfato de Sr	#NUM!	

Propiedades Físicas

Fuerza Iónica *	2.56
pH *	6.26
T. Cabeza	134.6
P. Cabeza	105
T. Fondo	267
P. Fondo	1644

PREDICCIÓN DE LA TENDENCIA DEL AGUA [Is]

Datos:

Compañía	EP PETROECUADOR
Campo	COLIBRI
Pozo	COLIBRI 70
Arena	U+T
Fecha	24-Jul-12
Realizado por:	H. M. /L. Cortez

Análisis del agua

			Cationes (mg/L)		Aniones (mg/L)	
Dureza total (ppm CaCO ₃)		7100	Ca ⁺⁺	2400	HCO ₃ ⁻	366
Dureza cálcica (ppm CaCO ₃)		6000	Mg ⁺⁺	267.3	SO ₄ ⁼	185
Dureza magnésica (ppm CaCO ₃)		1100	Na ⁺	13829	CL ⁻	26000
Alcalinidad total (ppm CaCO ₃)		300	Ba ⁺⁺	0		
			Sr ⁺⁺	0		

Nota: Ingresar los datos únicamente en las celdas resaltadas con verde

Temperatura Cabeza	165	BPPD	570
Presión psi cabeza	145	BAPD	1465
CO ₂ X molar	20	MMscf	0.408
Profundidad del pozo	8789		
Temp. de Fondo	273		
Presión de fondo	1019		

ANEXO C-2.1: Cálculo del Índice de Saturación para el pozo Colibrí - 70

CALCULO DE INDICE DE SATURACION

(Basado en el modelo de Odio-Tomson)

Información del origen de la muestra

Compañía	EP PETROECUADOR
Campo	Colibrí
Pozo	70
Arena	U+T
Fecha	24-Jul-12
Realizado por:	H. M. /L. Cortez

Análisis del Agua (mg/L)

Calcio	2400
Magnesio	267.3
Bario	0
Estroncio	0
Sodio *	13829
Alcalinidad	366
Sulfatos	185
Cloruros	26000

* - Valor calculado

Variación de SI con la P & T

Temperatura	Presión	SI	Profundidad
165	145	-0.63	0
172	203	-0.66	586
179	262	-0.66	1172
187	320	-0.63	1758
194	378	-0.59	2344
201	436	-0.54	2930
208	495	-0.48	3516
215	553	-0.42	4102
223	611	-0.35	4687
230	669	-0.28	5273
237	728	-0.21	5859
244	786	-0.13	6445
251	844	-0.06	7031
259	902	0.02	7617
266	961	0.10	8203
273	1019	0.18	8789

Producción del pozo

BPPD	570
BAPD	1465
MMscf	0.408

Método de cálculo

CO ₂ en gas	20.00%
------------------------	--------

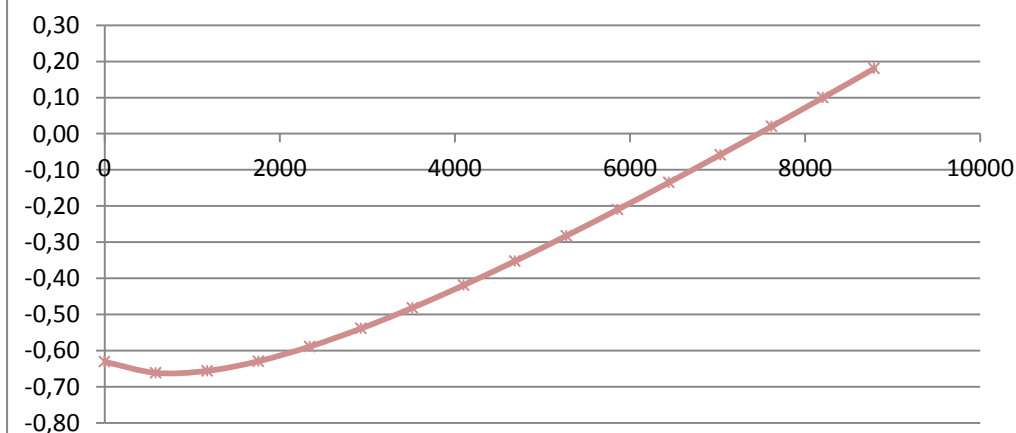
Resultados de SI & PTB

Tipo de Escala	SI	PTB
Carbonato de calcio	-0.63	-532.8
Gypsum	-1.33	
Hemi-Hidrate	-1.23	
Anhidrite	-1.01	
Sulfato de Ba	0	
Sulfato de Sr	0	

Propiedades Físicas

Fuerza Iónica *	0.82
pH *	5.41
T. Cabeza	165
P. Cabeza	145
T. Fondo	273
P. Fondo	1019

SI



PREDICCIÓN DE LA TENDENCIA DEL AGUA [Is]

Datos:

Compañía	EP PETROECUADOR
Campo	COLIBRI
Pozo	COLIBRI 199
Arena	TS
Fecha	05-Jul-12
Realizado por:	H. Merino/R. Yanez

Análisis del agua

Dureza total (ppm CaCO ₃)	1840
Dureza cálcica (ppm CaCO ₃)	1480
Dureza magnésica (ppm CaCO ₃)	360
Alcalinidad total (ppm CaCO ₃)	1100

Cationes (mg/L)

Ca ⁺⁺	592
Mg ⁺⁺	87.48
Na ⁺	4425
Ba ⁺⁺	0
Sr ⁺⁺	0

Aniones (mg/L)

HCO ₃ ⁻	1342
SO ₄ ⁼	265
CL ⁻	7150

Nota: Ingresar los datos únicamente en las celdas resaltadas con verde

Temperatura Cabeza	113	BPPD	309
Presion psi cabeza.	115	BAPD	239
CO ₂ X molar	14	MMscf	0.100
Profundidad del pozo	8340		
Temp. de Fondo	218		
Presión de fondo	3750		

ANEXO C-3.1: Cálculo del Índice de Saturación para el pozo Colibrí - 99

CALCULO DE INDICE DE SATURACION

(Basado en el modelo de Odoo-Toms on)

Información del origen de la muestra

Compañía	EP PETROECUADOR
Campo	COLIBRI
Pozo	99
Arena	TS
Fecha	05-Jul-12
Realizado por :	H. Merino/R. Yanez

Análisis del Agua (mg/L)

Calcio	592
Magnesio	87.48
Bario	0
Estroncio	0
Sodio *	4425
Alcalinidad	1342
Sulfatos	265
Cloruros	7150

* - Valor calculado

Variación de SI con la P & T

Temperatura	Presión	SI	Profundidad
113	115	-0.08	0
120	357	-0.40	556
127	600	-0.47	1112
134	842	-0.48	1668
141	1084	-0.45	2224
148	1327	-0.40	2780
155	1569	-0.35	3336
162	1811	-0.29	3892
169	2054	-0.22	4448
176	2296	-0.16	5004
183	2538	-0.09	5560
190	2781	-0.01	6116
197	3023	0.08	6672
204	3265	0.14	7228
211	3508	0.21	7784
218	3750	0.29	8340

Producción del pozo

BFPD	309
BAPD	239
MVscf	0.1

Método de cálculo

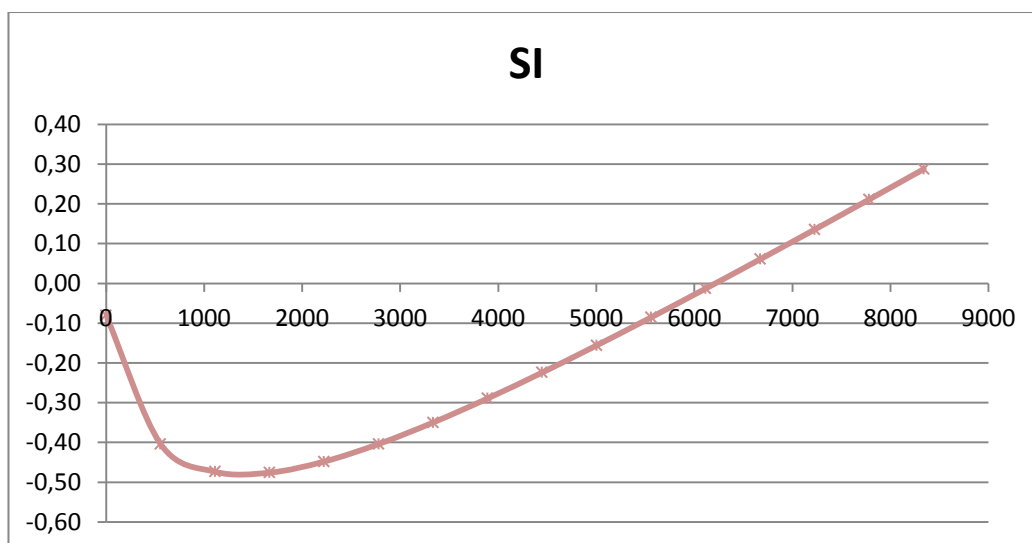
CO ₂ en gas	14.00%
------------------------	--------

Resultados de SI & PTB

Tipo de Escala	SI	PTB
Carbonato de calcio	-0.08	-70.0
Gypsum	-1.44	
Hemi-Hidrate	-1.30	
Anhidrite	-1.50	
Sulfato de Ba	0	
Sulfato de Sr	0	

Propiedades Físicas

Fuerza iónica *	0.25
pH *	6.02
T. Cabeza	113
P. Cabeza	115
T. Fondo	218
P. Fondo	3750



PREDICCIÓN DE LA TENDENCIA DEL AGUA [Is]

Datos:

Compañía	EP PETROECUADOR
Campo	COLIBRI
Pozo	135
Arena	TI
Fecha	30-Aug-12
Realizado por:	F.ARAGON/L. CORTEZ

Análisis del agua

			Cationes (mg/L)		Aniones (mg/L)	
Dureza total (ppm CaCO ₃)		14620	Ca ⁺⁺	5016	HCO ₃ ⁻	656.36
Dureza cálcica (ppm CaCO ₃)		12540	Mg ⁺⁺	505.44	SO ₄ ⁼	40
Dureza magnésica (ppm CaCO ₃)		2080	Na ⁺	19817	CL ⁻	40500
Alcalinidad total (ppm CaCO ₃)		538	Ba ⁺⁺	0		
			Si ⁺⁺	0		

Nota: Ingresar los datos únicamente en las celdas resaltadas con verde

Temperatura Cabeza	118	BPPD	1147
Presion psi cabeza.	75	BAPD	73
CO ₂ X molar	8	MMscf	0.389
Profundidad del pozo	9507		
Temp. de Fondo	226		
Presión de fondo	1074		

ANEXO C-4.1: Cálculo del Índice de Saturación para el pozo Colibrí - 135

CALCULO DE INDICE DE SATURACION

(Basado en el modelo de Oddo-Tomson)

Información del origen de la muestra

Compañía	EP PETROECUADOR
Campo	COLIBRI
Pozo	135
Arena	TI
Fecha	10-Mar-12
Realizado por :	F.ARAGON/L. CORTEZ

Análisis del Agua (mg/L)

Calcio	5016
Magnesio	505.44
Bario	0
Estroncio	0
Sodio *	19817
Alcalinidad	656.36
Sulfatos	40
Cloruros	40500

* - Valor calculado

Variación de SI con la P & T

Temperatura	Presión	SI	Profundidad
118	75	0.08	0
125	142	-0.08	634
132	208	-0.12	1268
140	275	-0.13	1901
147	341	-0.10	2535
154	408	-0.07	3169
161	475	-0.02	3803
168	541	0.04	4437
176	608	0.10	5070
183	674	0.17	5704
190	741	0.24	6338
197	808	0.31	6972
204	874	0.39	7606
212	941	0.47	8239
219	1007	0.55	8873
226	1074	0.63	9507

Producción del pozo

BPPD	1147
BAPD	73
MMscf	0.389

Método de cálculo

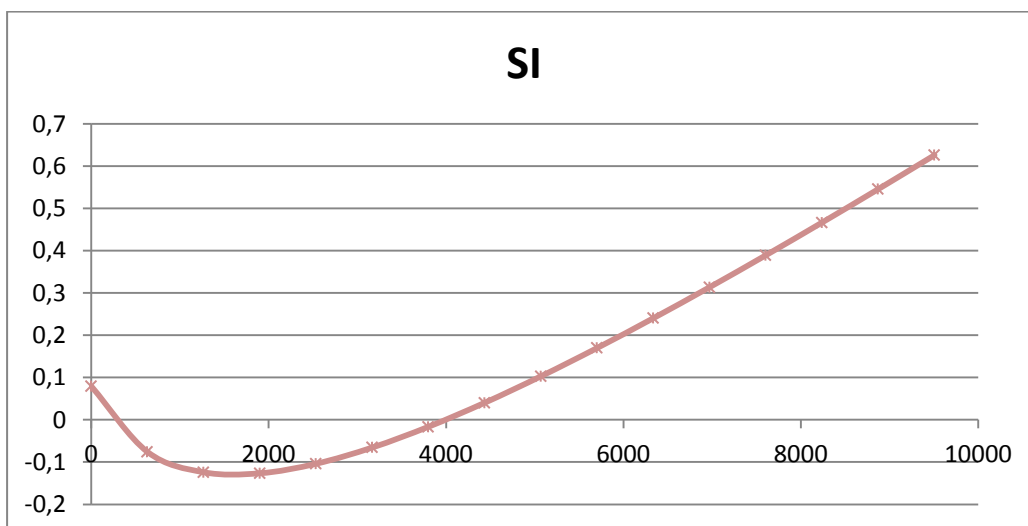
CO ₂ en gas	8.00%
------------------------	-------

Resultados de SI & PTB

Tipo de Escala	SI	PTB
Carbonato de calcio	0.08	45.7
Gypsum	-1.78	
Hemi-Hidrate	-1.75	
Anhidrite	-1.74	
Sulfato de Ba		0
Sulfato de Sr		0

Propiedades Físicas

Fuerza Iónica *	1.30
pH *	6.20
T. Cabeza	118
P. Cabeza	75
T. Fondo	226
P. Fondo	1074



PREDICCIÓN DE LA TENDENCIA DEL AGUA [Is]

Datos:

Compañía	EP PETROECUADOR
Campo	COLIBRI
Pozo	COLIBRI 151
Arena	TI
Fecha	28-Aug-12
Realizado por:	F.ARAGON//N. NOGALES

Análisis del agua

			Cationes (mg/L)		Aniones (mg/L)	
Dureza total (ppm CaCO ₃)		2900	Ca ⁺⁺	880	HCO ₃ ⁻	939.4
Dureza cálcica (ppm CaCO ₃)		2200	Mg ⁺⁺	170.1	SO ₄ ⁼	215
Dureza magnésica (ppm CaCO ₃)		700	Na ⁺	5611	CL ⁻	10000
Alcalinidad total (ppm CaCO ₃)		770	Ba ⁺⁺	0		
			Sr ⁺⁺	0		

Nota: Ingresar los datos únicamente en las celdas resaltadas con verde

Temperatura Cabeza	147	BPPD	928
Presion psi cabeza.	100	BAPD	1090
CO ₂ X molar	10	MMscf	0.262
Profundidad del pozo	8900		
Temp. de Fondo	229		
Presión de fondo	1570		

ANEXO C-5.1: Cálculo del Índice de Saturación para el pozo Colibrí - 151

CALCULO DE INDICE DE SATURACION

(Basado en el modelo de Odde-Tomson)

Información del origen de la muestra

Compañía	EP PETROECUADOR
Campo	COLIBRI
Pozo	151
Arena	TI
Fecha	28-Aug-12
Realizado por:	F.ARAGON/N. NOGALES

Análisis del Agua (mg/L)

Calcio	880
Magnesio	170.1
Bario	0
Estroncio	0
Sodio *	5611
Alcalinidad	939.4
Sulfatos	215
Cloruros	10000

* - Valor calculado

Variación de SI con la P & T

Temperatura	Presión	SI	Profundidad
147	100	0.35	0
152	198	0.17	593
158	296	0.11	1187
163	394	0.09	1780
169	492	0.10	2373
174	590	0.12	2967
180	688	0.15	3560
185	786	0.19	4153
191	884	0.23	4747
196	982	0.28	5340
202	1080	0.33	5933
207	1178	0.39	6527
213	1276	0.44	7120
218	1374	0.50	7713
224	1472	0.56	8307
229	1570	0.62	8900

Producción del pozo

BPPD	928
BAPD	1090
MMscf	0.262

Método de cálculo

CO ₂ en gas	10.00%
------------------------	--------

Resultados de SI & PTB

Tipo de Escala	SI	PTB
Carbonato de calcio	0.35	204.4
Gypsum	-1.45	
Hemi-Hidrate	-1.32	
Anhidrite	-1.26	
Sulfato de Ba		
Sulfato de Sr		

Propiedades Físicas

Fuerza iónica *	0.33
pH *	6.21
T. Cabeza	147
P. Cabeza	100
T. Fondo	229
P. Fondo	1570

